



TUGAS AKHIR - TE 141599

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN DAN
PEMASANGAN PLTS 1MWp PADA PT. PERTAMINA EP
TANJUNG**

Aditya Nugraha
NRP 07111440000060

Dosen Pembimbing
Danar Fahmi, ST., MT.
Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018



FINAL PROJECT - TE 141599

**FEASIBILITY STUDY OF 1MWP PHOTOVOLTAIC
SYSTEM INSTALLATION ON PT. PERTAMINA EP
TANJUNG**

Aditya Nugraha
NRP 07111440000060

Dosen Pembimbing
Danar Fahmi, ST., MT.
Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan tugas akhir saya dengan judul **"Studi Kelayakan Pembangunan dan Pemasangan PLTS 1MWp Pada PT. Pertamina EP Tanjung"** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juni 2018



Aditya Nugraha

NRP. 07111440000060

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN DAN PEMASANGAN
PLTS 1MWp PADA PT. PERTAMINA EP TANJUNG**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagai Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik**

Pada

Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga

Departemen Teknik Elektro

Institut Teknologi Sepuluh Nopember


Menyetujui:

Dosen Pembimbing I



Daniar Fahmi, ST., MT.
NIP 19890925 201404 1002

Dosen Pembimbing II



Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D.
NIP 19810905 200501 1002



STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN DAN PEMASANGAN PLTS 1MWp PADA PT. PERTAMINA EP TANJUNG

Nama : Aditya Nugraha
NRP : 07111440000060
Pembimbing I : Daniar Fahmi, ST., MT.
Pembimbing II : Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D.

ABSTRAK

PT. Pertamina EP (Eksplorasi Produksi) Tanjung ditunjuk menjadi salah satu pelaksana program energi baru terbarukan PT. Pertamina yakni melalui pemasangan sistem PLTS dengan kapasitas 1MWp. Adanya pemasangan PLTS pada sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung maka dibutuhkan suatu studi kelayakan untuk meninjau dan menilai pembangunan dan pemasangan sistem PLTS ini. Studi kelayakan yang diberikan yakni menilai aspek lokasi dan rancang sistem PLTS, kemudian pengaruh sistem PLTS terhadap sistem kelistrikan eksisting, dan yang terakhir adalah analisa biaya. Pada aspek lokasi dan rancang sistem PLTS digunakan perangkat lunak Pvsyst untuk melakukan penilaian, kemudian untuk penilaian sistem kelistrikan dilakukan menggunakan perangkat lunak ETAP 12.6.0, dan untuk aspek analisa biaya dilakukan dengan menentukan lamanya payback return.

Hasil dari tugas akhir ini memperlihatkan bahwa berdasarkan aspek lokasi dan rancang sistem PLTS, tersedia lahan yang lebih luas dan *shading* yang nilainya secara keseluruhan mendekati 0. Dilihat dari aspek kelistrikan, dengan adanya pemasangan sistem PLTS ini terdapat sedikit perubahan pada sistem kelistrikan eksisting, namun tidak signifikan sehingga masih bisa direspon baik oleh sistem, dan juga tidak dibutuhkan penggantian alat pada sistem eksisting. Terakhir dari segi biaya, *payback return* terjadi dalam periode investasi atau selama jangka waktu pembayaran kredit. Karena itu secara keseluruhan pembangunan dan pemasangan sistem PLTS 1MWp ini dapat dikatakan layak.

Kata kunci: kelayakan, fotovoltaik

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

FEASIBILITY STUDY OF 1MWP PHOTOVOLTAIC SYSTEM INSTALLATION ON PT. PERTAMINA EP TANJUNG

Nama : Aditya Nugraha
NRP : 07111440000060
Advisor I : Daniar Fahmi, ST., MT.
Advisor II : Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D.

ABSTRACT

PT. Pertamina EP (Exploration Production) Tanjung was chosen to applied PT. Pertamina renewable energy pogram by installing Photovoltaic (PV) system with a capacity of 1MWp. By installing PV system to PT. Pertamina EP Tanjung existing electrical system, there should be a feasibility study needed to assess and determine whether it is doable or not. The study that is about to give will evaluate 3 aspects, which are location and PV system aspect, electrical aspect, and financial aspect. Pvsyst software will be used to evaluate location and PV system. For electrical aspect, this study will use ETAP 12. 6.0 software, and for financial aspect, this study will evaluate through payback return time.

The result showed that from location and Pvsystem aspect, there was a sufficient area for PV system and the shading value was almost 0 at all. From electrical side, it showed some changes to an existing system but nothing big and no equipment changes needed. Last, from financial side, the payback return happened before invest period over. Moreover, from those 3 aspects, it can be concluded that the installment of 1MWp PV system can be done and feasible.

Keyword: feasibility, photovoltaic

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT yang selalu memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga tugas akhir ini dapat terselesaikan tepat waktu. Shalawat serta salam semoga selalu dilimpahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umat muslim yang senantiasa meneladani beliau.

Tugas akhir ini disusun untuk memenuhi sebagian persyaratan guna menyelesaikan pendidikan Sarjana pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember yang berjudul:

STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN DAN PEMASANGAN PLTS 1MWp PADA PT. PERTAMINA EP TANJUNG

Pada kesempatan ini penulis menyampaikan ucapan terimakasih kepada:

1. Tuhan Yang Maha Kuasa atas limpahan rahmat dan karunia-Nya.
2. Bapak Didik Rostyono, Ibu Lina Suharlianh, kedua adik saya Alisha Chandra dan Aprilia Danastri serta seluruh keluarga besar yang tak terlukiskan jasanya dalam mendampingi saya..
3. Bapak Daniar Fahmi, ST.,M.T dan Dimas Anton Asfani, ST., MT., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah banyak membantu dan berbagi ilmu selama penelitian tugas akhir ini. .
4. Citra Kurnia Putri dan teman-teman asisten Laboratorium Tegangan Tinggi yang telah banyak membantu dalam proses pengerjaan tugas akhir ini.
5. Seluruh keluarga besar e-54 atas semangat dan motivasi selama 4 tahun di jurusan teknik elektro.
6. Pihak-pihak lain yang belum bisa penulis sebutkan satu per satu yang ikut membantu dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Penulis menyadari bahwa tugas akhir ini masih memiliki banyak kekurangan, oleh karena itu saran dan masukan sangat diharapkan untuk perbaikan di masa yang akan datang. Semoga tugas akhir ini bermanfaat bagi pembaca dan masyarakat pada umumnya.

Surabaya, Juni 2018

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
PERNYATAAN KEASLIAN	
HALAMAN PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Batasan.....	3
1.5 Metodologi	3
1.6 Sistematika Penulisan	4
1.7 Relevansi.....	5
BAB II SISTEM PLTS, LIFE CYCLE COST DAN ASPEK	
STUDI GRID	7
2.1 Panel Surya	7
2.2 Studi Aliran Daya	10
2.3 Hubung Singkat (Short Circuit).....	11
2.4 Life Cost Cycle (LCC).....	13
2.5 Topologi Sistem PLTS.....	15
2.6 Rele Arus Lebih.....	16
BAB III KONDISI LAPANGAN DAN KELISTRIKAN PT.	
PERTAMINA EP TANJUNG	19
3.1 Kondisi Lapangan.....	19
3.2 Sistem Kelistrikan Eksisting.....	21
3.2.1 Data Pembangkitan.....	21
3.2.2 Data Beban	22
3.2.3 Pemodelan Sistem Kelistrikan.....	28
3.3 Modul PLTS.....	Error! Bookmark not defined.
3.3.1 Pemilihan Inverter	29
3.3.2 Pemilihan Modul Fotovoltaik.....	30
3.4 Sistem PLTS.....	33
3.5 Cakupan Area PLTS	35

3.6	Output PLTS.....	36
3.7	Faktor Daya Inverter	39
BAB IV	ANALISIS STUDI KELAYAKAN.....	41
4.1	Hasil Kelistrikan	41
4.1.1	Analisa Aliran Daya.....	41
4.1.1.1	<i>Kondisi Beban Minimum (A)</i>	41
4.1.1.2	<i>Kondisi Beban Rata-rata (B)</i>	43
4.1.1.3	<i>Kondisi Beban Maksimum (C)</i>	44
4.1.2	Analisa Hubung Singkat.....	51
4.1.3	Analisa Kestabilan Transien	57
4.1.4	Analisa Proteksi	68
4.2	Analisa LCC.....	71
4.2.1	Total Biaya Kredit.....	71
4.2.2	Profit dari sistem PLTS	73
4.2.3	Cash flow.....	75
Bab V	PENUTUP.....	79
5.1	Kesimpulan.....	79
5.2	Saran	79
	DAFTAR PUSTAKA	81
	LAMPIRAN	Error! Bookmark not defined.
	RIWAYAT HIDUP	83

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Pemodelan Sel Surya	7
Gambar 2. 2 Kurva Karakteristik Panel Surya	9
Gambar 2. 3 Karakteristik Panel Surya Terhadap	10
Gambar 2. 4 Rangkaian Pengganti Hubung Singkat.....	12
Gambar 2. 5 Faktor Pengali Nilai Puncak dan Asimetri Arus Hubung	12
Gambar 2. 6 Jenis Topologi PLTS Berdasarkan Inverter	16
Gambar 2. 7 Rele Arus Lebih	17
Gambar 3. 1 Lokasi PT. Pertamina EP Tanjung.....	19
Gambar 3. 2 Lokasi Site PLTS.....	19
Gambar 3. 3 Lokasi Geografis Site PLTS.....	20
Gambar 3. 4 Area Yang Tersedia Untuk Pembangunan PLTS	20
Gambar 3. 5 Panjang Kabel Dari Site Menuju Cubicle	21
Gambar 3. 6 SLD Sistem Eksisting	21
Gambar 3.7 (a) Diagram sebelum pemasangan PLTS (b) Diagram setelah pemasangan PLTS (c) Penggambaran sistem pada ETAP	29
Gambar 3. 8 Rangkaing Penjualan Inverter.....	29
Gambar 3. 9 Peredaran semu matahari (a) Letak matahari akibat kemiringan bumi (b) Siklus peredaran semu matahari.....	34
Gambar 3. 10 Sudut angkat dan sudut azimuth	34
Gambar 3. 11 Pengaturan sistem PLTS	35
Gambar 3. 12 Total area yang dibutuhkan	35
Gambar 3. 15 (a) Rata – rata energi perbulan selama setahun (b)Rasio performa perbulan selama setahun.....	38
Gambar 3. 16 Perbandingan pengaruh faktor daya fotovoltaik terhadap generator TG100 dan TG200.....	40
Gambar 4. 1 Hasil simulasi aliran daya kondisi beban minimum pada saat nilai irradiansi bernilai (a) 0 (b) 250 (c) 500 (d) 750 (e) 1000.....	43
Gambar 4. 2 Hasil simulasi aliran daya kondisi beban rata -rata pada saat nilai irradiansi bernilai (a)0 (b) 250 (c) 500 (d) 750 (e) 1000.....	44
Gambar 4. 3 Hasil simulasi aliran daya kondisi beban maksimum pada saat nilai irradiansi bernilai (a)0 (b) 250 (c) 500 (d) 750 (e) 1000.....	46
Gambar 4. 4 Perbandingan Faktor Daya Pada Kondisi Pembebanan (a) Minimum (b) Rata – rata (c) Maksimum... ..	49
Gambar 4. 5 Perbandingan Aliran Daya Pada Pembebanan (a) Minimum (b) Rata – rata (c) Maksimum.....	50

Gambar 4. 6 Perbandingan Perubahan Tegangan Pada Pembebanan (a) minimum (b) Rata -rata (c) Maksimum.....	51
Gambar 4. 7 Hasil simulasi momentary duty sebelum pemasangan sistem PLTS	56
Gambar 4. 8 Hasil simulasi momentary duty sesudah pemasangan sistem PLTS	56
Gambar 4. 9 Hasil simulasi interrupting duty sebelum pemasangan sistem PLTS.....	56
Gambar 4. 10 Hasil simulasi interrupting duty sesudah pemasangan sistem PLTS.....	57
Gambar 4. 11 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP1 Kasus A Pembebanan (a) Rata - rata (b) Maksimum (c) Minimum	59
Gambar 4. 12 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP2 Kasus A Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum.....	60
Gambar 4. 13 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP1 Kasus B Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum.....	62
Gambar 4. 14 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP2 Kasus B Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum.....	63
Gambar 4. 15 Hasil Respon Tegangan Bus NPP1 Kasus A Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum.....	64
Gambar 4. 16 Hasil Respon Tegangan Bus NPP2 Kasus A Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum.....	65
Gambar 4. 17 Respon Tegangan Pada Bus NPP1 Kasus B Dalam Pembebanan (a) Rata – rata (b) Maksimum (c) Minimum	66
Gambar 4. 18 Respon Tegangan Pada Bus NPP2 Kasus B Dalam Pembebanan (a) Rata – rata (b) Maksimum (c) Minimum	67
Gambar 4. 19 Skema Proteksi	68
Gambar 4. 20 Hasil Setting Proteksi	71
Gambar 4. 21 Cash Flow.....	77

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Tabel Contoh Perhitungan NPV.....	15
Tabel 3. 1 Tabel Data Pembangkitan PT. Pertamina EP Tanjung	22
Tabel 3. 3 Daftar Beban Pada Ring A.....	22

Tabel 3. 4	Daftar Beban Pada Ring B.....	24
Tabel 3. 5	Tabel Beban Motor Pada Ring C	26
Tabel 3. 6	Tabel Data Statis Ring C	27
Tabel 3. 7	Data Beban Water Injection.....	27
Tabel 3. 8	Tabel Inverter SMA	30
Tabel 3. 9	Tabel Data Harga Fotovoltaik.....	31
Tabel 3. 10	Pemilihan Kapasitas Modul Surya Seraphim.....	32
Tabel 3. 11	Perbandingan saat faktor daya 0,69 dan 0,68.....	40
Tabel 4. 1	Data tegangan simulasi aliran daya.....	48
Tabel 4. 2	Data daya dan faktor daya hasil simulasi aliran daya.....	49
Tabel 4. 3	Hasil Simulasi Hubung Singkat Momentary Duty.....	54
Tabel 4. 4	Hasil Simulasi Hubung Singkat Interrupting Duty.....	56
Tabel 4. 5	Hasil data simulasi kestabilan transien.....	60
Tabel 4. 6	Rincian Biaya Investasi.....	74
Tabel 4. 7	Data Kebutuhan Bahan Bakar Selama Sebulan.....	75
Tabel 4. 8	Cash Flow Selama 15 Tahun.....	78

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

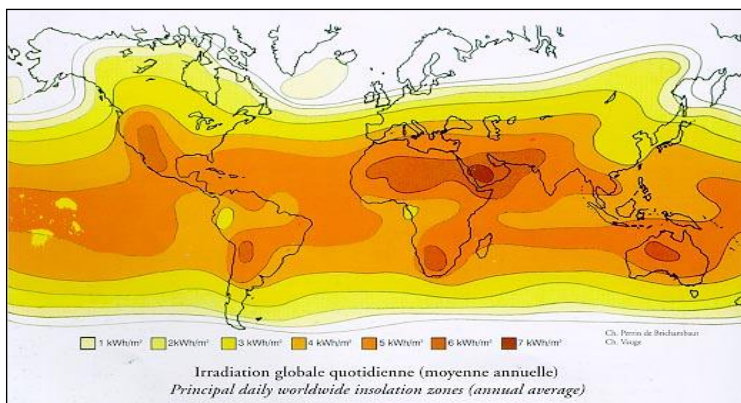
Indonesia sebagai negara yang terletak di khatulistiwa mempunyai sumber energi yang melimpah, meliputi sumber energi fosil maupun non fosil. Namun sampai saat ini sebagian besar energi yang dihasilkan dan digunakan berasal dari fosil. Dengan tingkat pertumbuhan ekonomi yang stabil dan kuat dalam beberapa tahun terakhir, permintaan energi akan terus meningkat. Tingkat ketergantungan yang tinggi terhadap energi fosil yang jumlahnya relatif terbatas dapat memicu krisis energi. Oleh karena itu, masalah energi akan terus menjadi perhatian utama pemerintah pada masa mendatang terutama dengan meningkatnya masalah dampak lingkungan akibat penggunaan energi fosil dalam berbagai kegiatan sosial-ekonomi nasional.

Demi memenuhi kebutuhan permintaan listrik serta meningkatkan rasio elektrifikasi Presiden Republik Indonesia, Joko Widodo meluncurkan program pembangunan pembangkit 35.000 MW. Penambahan kapasitas ini dilakukan melalui pembagian kawasan-kawasan di Indonesia, yakni daerah Sumatera sebesar 8.750 MW, Kalimantan 1.870 MW, Sulawesi 2.700 MW, Jawa-Bali 20.910 MW, Nusa Tenggara 700 MW, Maluku 280 MW, dan Papua 340 MW. Selain itu, pemerintah juga menargetkan agar rasio elektrifikasi mencapai angka 99,4% pada tahun 2024.

Oleh karena itu, diharapkan pada masa yang akan datang pemanfaatan sumber energi baru terbarukan dapat lebih dioptimalkan lagi. Terlebih lagi, selama ini pemenuhan energi listrik di Indonesia banyak bergantung pada energi fosil, terutama bahan bakar minyak (BBM).

Kurang maksimalnya pemanfaatan energi baru terbarukan kemungkinan besar terjadi karena jenis energi ini belum dapat bersaing dengan energi konvensional seperti minyak dan gas bumi. Hal ini disebabkan oleh beberapa hal, salah satunya adalah biaya pokok produksi energi baru dan terbarukan yang relatif lebih tinggi dari energi fosil untuk listrik dan BBM. Selain itu, adanya penghapusan subsidi BBM secara bertahap untuk sektor transportasi dan kebijakan *feed in tariff* (FIT) pada sektor kelistrikan juga berdampak pada pemanfaatan energi baru dan terbarukan di Indonesia.

Salah satu jenis energi terbarukan yang dapat dikonversi menjadi tenaga listrik adalah energi matahari. Pasokan listrik berbasis energi matahari diperkirakan akan tumbuh dengan pesat karena biaya pembangkitannya dapat bersaing dengan pembangkit berbahan bakar minyak solar yang relatif mahal, khususnya untuk daerah terpencil. Berdasarkan peta irradiasi matahari global pada **Gambar 1.1**, energi matahari dapat menjadi sumber daya yang potensial untuk dikembangkan di Indonesia karena memiliki intensitas yang cukup tinggi yaitu sebesar $4,80 \text{ kWh/m}^2/\text{hari}$ dengan kapasitas yang sudah terpasang sekitar 48 MW.



Gambar 1. 1 Peta Irradiasi Matahari

Untuk merealisasikan rencana pembangunan PLTS pada pertamina EP, maka PT. Pertamina EP menunjuk PT Pertamina EP Tanjung untuk membangun PLTS dengan kapasitas 1 MWp. Sebelum pembangunan PLTS tersebut dilakukan, perlu dilakukan sebuah studi kelayakan untuk mendasari bahwa pembangunan PLTS tersebut tidak akan menjadi masalah bagi PT Pertamina EP Tanjung baik dari segi kelistrikan maupun finansial. Studi kelayakan yang dilakukan harus menyediakan pendasaran mulai dari pemilihan modul PV (Fotovoltaik), kemudian pengaruhnya terhadap system eksisting pada PT Pertamina EP Tanjung. Dalam hal ini PT. Pertamina EP Tanjung akan memasang pembangkit listrik tenaga surya di area PLTS yang terletak di sebelah barat dari powerplant.

Output dari sistem PLTS ini nantinya akan digunakan untuk suplai daya sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung, sehingga nantinya pembangkit –

pembangkit listrik tenaga diesel yang tersedia di sana akan mempunyai beban kerja yang lebih ringan sehingga nantinya bahan bakar yang dibutuhkan pembangkit akan berkurang yang berujung menjadi penghematan biaya.

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang dibahas pada tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana pemodelan panel surya dengan biaya semimum mungkin untuk sistem kelistrikan PT Pertamina EP Tanjung
2. Bagaimana pengaruh pemasangan panel surya pada kestabilan sistem kelistrikan PT Pertamina EP Tanjung
3. Bagaimana keuntungan finansial yang didapat PT Pertamina EP Tanjung dengan menerapkan PLTS

1.3 Tujuan

Tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah sebagai landasan dasar dan acuan kelayakan pembangunan PLTS pada PT Pertamina EP Tanjung dengan mempertimbangkan aspek :

1. Pemodelan panel surya dengan biaya paling minimum mungkin
2. Kestabilan system kelistrikan PT Pertamina EP Tanjung akibat pemasangan panel surya
3. Keuntungan finansial yang diperoleh PT Pertamina EP Tanjung dengan menerapkan PLTS

1.4 Batasan

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, ada beberapa batasan – batasan masalah yang diberikan

1. Analisa kelistrikan yang dilakukan hanya analisa aliran daya, hubung singkat, kestabilan transien, dan proteksi
2. Sistem proteksi yang dibahas hanya sistem proteksi overcurrent dan dari sistem PLTS sampai dengan interkoneksinya terhadap sistem kelistrikan eksisting

1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan pada penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Studi literatur
Dalam studi literatur dilakukan pengumpulan referensi sebagai dasar teori, definisi, dan acuan yang berkaitan dengan pembahasan tugas akhir ini

2. Pengumpulan data
Dalam tahap ini dilakukan pengumpulan data system kelistrikan PT Pertamina EP Tanjung berupa data suplai – beban sebagai acuan *Single Line Diagram (SLD)*, data lokasi sebagai acuan letak pemasangan dan tipe konstruksi yang akan digunakan, dan data – data peralatan yang akan digunakan sebagai acuan analisa biaya
3. Pemodelan panel surya
Pemodelan panel surya dilakukan untuk mengetahui panel surya yang dipilih penulis baik itu topologi, konstruksi, maupun teknologi dari panel surya yang akan dibangun.
4. Simulasi
Setelah data didapatkan, selanjutnya dapat dilakukan simulasi untuk mengetahui bagaimana hasil dari system PLTS yang sudah direncanakan terhadap system kelistrikan eksisting
5. Perhitungan biaya
Setelah diketahui peralatan yang dibutuhkan, dapat dihitung biaya investasinya. Kemudian, setelah diketahui biaya keuntungannya dapat dihitung cash flow dan ditentukan *payback periodnya*.
6. Analisa data dan pengambilan kesimpulan
Data yang didapatkan dari pemodelan sistem PLTS, simulasi, dan perbandingan biaya selanjutnya dianalisa, agar diketahui dampak apa saja yang diberikan dari pembangunan PLTS tersebut terhadap PT Pertamina EP Tanjung baik secara finansial maupun kelistrikan sehingga bisa diambil kesimpulan berdasarkan isi tugas akhir ini apakah pembangunan dan pemasangan PLTS tersebut dikatakan layak atau tidak.

1.6 Sistematika Penulisan

Bab satu berisi tentang latar belakang, permasalahan, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika penulisan, manfaat, relevansi dari penulisan pada studi ini.

Bab dua berisi teori penunjang yang membahas tentang sistem tenaga fotovoltaik, *life cost cycle* dan juga aspek penilaian studi grid.

Bab tiga membahas tentang pemodelan sistem kelistrikan, pemodelan sistem PLTS, serta keluaran dari sistem PLTS yang dirancang.

Bab empat berisi hasil simulasi kelistrikan menggunakan perangkat lunak ETAP untuk melihat pengaruh sistem eksististik akibat adanya penambahan sistem PLTS, analisa sistem kelistrikan yang dilakukan adalah analisa aliran daya, hubung singkat, kestabilan transien, dan proteksi akibat. Kemudian bab ini diakhiri dengan analisa LCC (*Life Cost Cycle*) yang bertujuan untuk menghitung biaya.

Bab lima berisi kesimpulan dari simulasi dan analisis yang dilakukan melalui analisa studi kelayakan dari segi lokasi, kelistrikan, dan biaya.

1.7 Relevansi

Penelitian studi kelayakan ini diharapkan dapat memberikan manfaat yaitu :

1. Sebagai referensi penelitian mengenai studi kelayakan selanjutnya sehingga bisa ditetapkan penentuan batas kelayakan sistem
2. Sebagai bahan acuan kegiatan nyata studi kelayakan pembangunan dan pemasangan sistem PLTS yang akan dilakukan nantinya

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB II

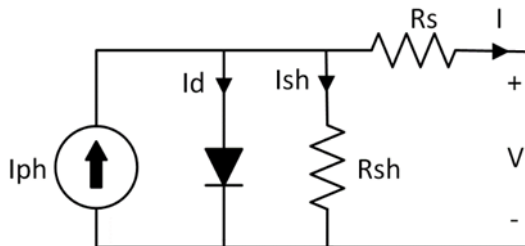
SISTEM PLTS, LIFE CYCLE COST DAN ASPEK STUDI GRID

2.1 Panel Surya

Fotovoltaik atau yang biasa dikenal dengan panel surya merupakan sebuah alat/teknologi yang dapat mengubah energi dari foton menjadi energi listrik. Foton dengan panjang gelombang yang cukup pendek dapat melepaskan ikatan elektron dari suatu atom. Elektron tersebut akan mengalir pada suatu konduktor dan munculah arus listrik. Energi untuk melepaskan ikatan tersebut didapat dari energi matahari. Hal ini merupakan peluang pemanfaatan energi baru terbarukan karena bumi menerima energi sebesar 6000 kali lipat dari total kebutuhan energi setiap harinya [1].

Sel surya dapat dimodelkan sebagai sumber arus, besarnya arus yang mengalir dari panel surya bergantung pada intensitas cahaya matahari serta temperatur yang diterima oleh panel surya. Semakin besar intensitas cahaya matahari, arus yang mengalir pada panel surya akan semakin besar. Sementara itu, perubahan temperatur berbanding terbalik dengan besarnya arus yang mengalir pada panel surya. Energi yang dihasilkan oleh satu sel surya sangat kecil sehingga untuk menghasilkan daya yang besar, sel surya dibentuk dalam satu modul yang terdiri dari banyak sel surya [2].

Sebuah modul fotovoltaik dimodelkan dalam satu rangkaian yang terdiri dari sumber arus, diode, serta hambatan internal yang direpresentasikan oleh resistor seperti yang terlihat pada **Gambar 2.1**



Gambar 2. 1 Pemodelan Sel Surya

Resistansi R_s adalah gabungan dari tahanan material panel. Nilai R_s bergantung pada resistansi konduktor yang menghubungkan antar sel panel surya serta resistansi antar junction p-n. Terdapat satu lagi nilai resistansi, yaitu resistansi R_p . Resistansi R_p muncul dikarenakan adanya arus bocor pada p-n *junction* dan hal itu bergantung pada proses fabrikasi panel surya. Nilai R_p pada umumnya memiliki nilai besar sedangkan R_s kecil. Pada kondisi tertentu kedua parameter ini dapat diabaikan [2].

Rangkaian ekuivalen tersebut dapat digunakan untuk menentukan karakteristik dari modul. Karakteristik yang akan dicari adalah hubungan antara tegangan dan arus panel surya, serta tegangan dan daya dari panel surya. Hubungan dari ketiga variable tersebut akan membentuk sebuah grafik karakteristik dari panel surya.

Temperatur merupakan parameter yang sangat penting dalam menentukan kurva karakteristik panel surya, namun sangat sulit untuk mengetahui temperatur sesungguhnya dari suatu sel surya sehingga dilakukan pendekatan untuk mengukur suhu sel dari suhu panel surya [2]. Setiap sel dari panel surya menghasilkan arus (I_{ph}) yang nilainya dipengaruhi oleh iradiansi dari sinar matahari serta temperature sekitar. Untuk menghitung nilai I_{ph} dapat digunakan.

$$I_{ph} = \frac{I_{sc} + K_i(T-298) \times I_r}{1000} \quad (2.1)$$

I_{sc} = arus hubung singkat dari sel surya

K_i = Konstanta temperature

I_r = Intensitas cahaya matahari

T = Temperatur sekitar

Nilai arus output akan dipengaruhi oleh nilai I_D dan I_{sh} sehingga nilai arus output bisa dihitung dengan menggunakan

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.2)$$

Untuk menghitung arus yang mengalir pada diode digunakan persamaan berikut

$$I_D = I_o \left[\exp \left(\frac{q(V + I R_s)}{n k T} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

I_o = arus saturasi diode

V = tegangan panel surya

R_s = hambatan seri dari panel

k = konstanta boltzman

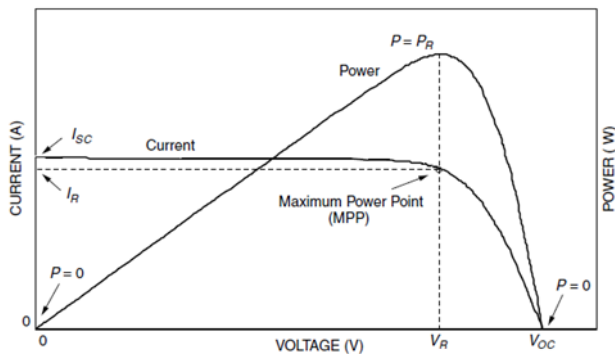
q = muatan elektron

Sehingga didapatkan persamaan yang menghubungkan nilai arus dan tegangan yang keluar dari panel surya adalah

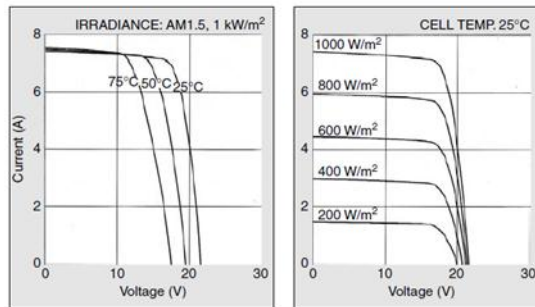
$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

Dengan persamaan diatas operasi dari panel surya akan membentuk kurva karakteristik I-V. Pada iradiansi dan temperatur yang konstan titik operasi dari panel surya merupakan perpotongan antara kurva karakteristik I-V dan karakteristik beban. Titik operasi dari Panel bergerak dari resistansi nol yang menyebabkan Isc ke resistansi tak hingga yang menyebabkan Voc [11].

Daya maksimum berada pada titik dimana perkalian antara tegangan dan arus berada pada titik tertinggi, pada **Gambar 2.2** dapat dilihat panel surya bekerja pada daya maksimum ketika tegangan panel mencapai VR. Untuk mencapai daya maksimum dapat dicapai dengan mengatur pembebanan. Dengan mengatur pembebanan maka arus yang mengalir pada rangkaian akan dapat dikondisikan sehingga tegangan panel juga terkondisikan.



Gambar 2. 2 Kurva Karakteristik Panel Surya



Gambar 2.3 Karakteristik Panel Surya Terhadap Iradiasi dan Suhu

Performa dari panel surya dipengaruhi oleh dua hal, yaitu iradiansi dan temperatur. Perubahan iradiansi dan temperatur akan mengubah kurva karakteristik dari panel surya seperti dijelaskan pada Gambar. Perubahan iradiansi akan berbanding lurus dengan meningkatnya nilai Isc, dan sedikit mengurangi nilai Voc. Sedangkan perubahan suhu berpengaruh pada besarnya open circuit voltage, semakin panas sebuah modul, maka nilai Voc dari modul tersebut akan semakin kecil seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.3**. Titik daya maksimum dari panel bergeser dengan perubahan iradiansi dan temperatur, sehingga untuk memastikan panel bekerja dengan daya maksimum titik operasinya harus diatur menyesuaikan kondisi panel surya.

2.2 Studi Aliran Daya

Studi aliran daya merupakan penentuan atau perhitungan tegangan, arus, daya aktif maupun daya reaktif yang terdapat pada berbagai titik dalam suatu jaringan tenaga listrik pada keadaan operasi normal, baik yang sedang berjalan maupun yang diharapkan akan terjadi di masa yang akan datang.

Dari analisis aliran daya akan mendapatkan parameter dasar dari sebuah sistem seperti tegangan bus, arus saluran, daya beban, faktor daya, hingga rugi-rugi daya. Parameter-parameter tersebut merupakan informasi yang penting untuk dapat mengevaluasi kondisi dan kualitas suatu sistem seperti peralatan, saluran, beban, maupun pembangkitan sehingga diperlukan sebagai dasar dalam melakukan perbaikan dan perkembangan sistem.

Besarnya arus bus i tersebut dapat dihitung menggunakan pendekatan hukum Kirchoff untuk arus sebagai berikut:

$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + y_{i2}(V_i - V_2) + y_{i3}(V_i - V_3) + \dots + y_{in}(V_i - V_n) \quad (2.5)$$

$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}V_i + y_{i2}V_i + y_{i3}V_i + \dots + y_{in}V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - y_{i3}V_3 - \dots - y_{in}V_n \quad (2.6)$$

$$I_i = (y_{i0} + y_{i1} + y_{i2} + y_{i3} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - y_{i3}V_3 - \dots - y_{in}V_n \quad (2.7)$$

Untuk nilai daya aktif serta daya reaktif pada bus i didapat dari persamaan berikut

$$P_i + jQ_i = V_i x I_i^* \quad (2.8)$$

atau

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i} \quad (2.9)$$

Lalu disubstitusikan antara dua persamaan diatas, didapatkan persamaan dasar untuk aliran daya sebagai berikut:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad j \neq i \quad (2.10)$$

dengan n yang merupakan jumlah bus cabang yang terhubung dengan bus i . Dari persamaan diatas dapat dilihat bahwa persamaan aliran daya merupakan persamaan yang tidak linear sehingga dibutuhkan proses iterasi untuk mendapatkan solusi persamaan tersebut [3].

2.3 Hubung Singkat (Short Circuit)

Hubung singkat atau *short circuit* merupakan gangguan yang paling sering terjadi dalam suatu sistem tenaga listrik. Gangguan hubung singkat dapat disebabkan oleh adanya sambaran petir, kegagalan isolasi, gangguan binatang, dan juga terkena ranting pohon. Saat terjadi gangguan hubung singkat, arus yang mengalir menuju titik gangguan akan bernilai sangat besar sehingga tegangan di sekitar titik gangguan akan menurun secara drastis. Semakin besar arus hubung singkat maka semakin rendah tegangan di sekitar titik gangguan. Hal ini akan mengakibatkan kestabilan sistem menjadi terganggu. Selain itu, karena arusnya yang sangat besar, gangguan ini juga dapat merusak peralatan.

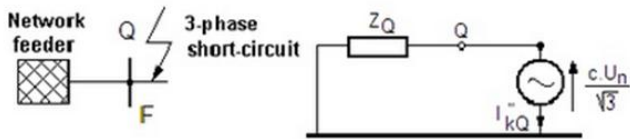
Jika Z_k adalah impedansi transient sistem disisi atas dari titik gangguan, dan c adalah faktor tegangan, maka nilai awal simetris arus hubung singkat (I''_k) dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

(2.11)

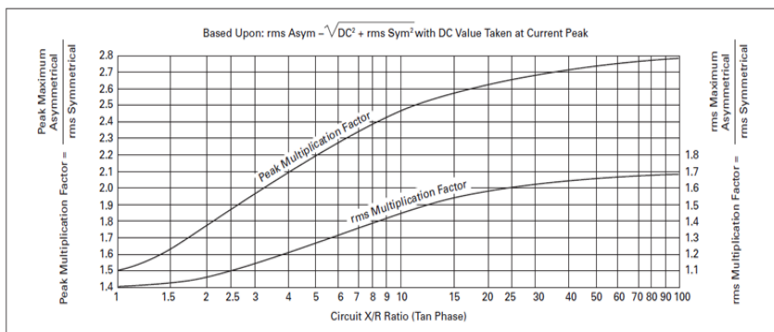
menggunakan persamaan :

(2.12)

menggunakan rumus berikut:



Gambar 2. 4 Rangkaian Pengganti Hubung Singkat



Gambar 2. 5 Faktor Pengali Nilai Puncak dan Asimetri Arus Hubung Singkat

$$i_b \begin{cases} \mu I''_k & \text{untuk mesin sinkron} \\ \mu_q I''_k & \text{untuk mesin asinkron} \end{cases} \quad (2.13)$$

di mana μ dan q merupakan faktor yang mempengaruhi peluruhan komponen AC. Kedua faktor ini adalah fungsi dari rasio waktu tunda minimum dan rasio initial arus hubung singkat mesin dan arus rating. Selain itu juga tergantung jumlah pasang kutub mesin asinkron.

Arus hubung singkat steady state, I_k dihitung dari kontribusi generator sinkron dan jaringan listrik (Grid). I_k untuk setiap generator sinkron dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$I_{k \max} = \lambda_{\max} I_{rG} \quad (2.14)$$

$$I_{k \min} = \lambda_{\min} I_{rG} \quad (2.15)$$

Dimana λ adalah fungsi dari tegangan eksitasi generator, rasio antara arus hubung singkat simetri dan arus rating, parameter pembangkit lainnya, dan I_{rG} adalah arus rating generator.

2.4 Life Cost Cycle (LCC)

Life cost cycle, atau biaya daur hidup yang biasa disingkat dengan LCC, adalah salah satu metode yang ditawarkan dalam melakukan perhitungan biaya agar diperoleh hasil yang lebih akurat dan lebih mendukung dalam pengambilan keputusan serta dapat diaplikasikan pada sektor perusahaan manufaktur, maupun perusahaan jasa. Definisi dari life cost cycle sendiri adalah biaya yang dibutuhkan yang seluruhnya bersangkutan dengan produk tersebut selama daur hidupnya. Kebutuhan biaya yang bersangkutan meliputi biaya pengembangan (perencanaan, desain, pengujian), biaya produksi (aktivitas pengubahan sumber daya menjadi produk jadi), dan juga biaya dukungan logistik (iklan, distribusi, maintenance). Sebesar lebih dari 80% biaya yang bersangkutan dengan produk telah ditentukan selama tahap pengembangan dalam daur hidup produk tersebut. Salah satu biaya yang biasanya memiliki porsi signifikan dari total life cost cyclenya adalah biaya upstream dan biaya downstream. Dimana terdapat tahap penting yakni tahap planning design, dan pengujian. Tiga tahap diatas terbilang penting karena pada ketiga tahap tersebut, biaya yang diperlukan dapat mencapai 75% dari biaya total.

a) Biaya Penelitian dan Pengembangan

Biaya yang termasuk dalam biaya ini adalah biaya – biaya penelitian, perancangan, dan pengujian. Bagian ini memegang peranan penting

karena sebagian besar biaya yang bersangkutan telah ditentukan selama tahap pengembangan dalam daur hidup produk. Pada siklus ini juga wajib diperhatikan mengenai kecepatan dalam pengenalan produk.

b) Biaya Produksi

Biaya ini mencakup seluruh biaya yang ada pada seluruh aktivitas yang mengubah bahan baku menjadi produk yang sudah jadi. Biaya produksi merupakan biaya atau pengeluaran yang tidak dapat dihindarkan, tetapi dapat diprediksi dalam menghasilkan suatu barang. Proses produksi merupakan rangkaian kegiatan yang dilakukan menggunakan peralatan, sehingga setiap masukan dapat diproses dan kemudian diubah menjadi keluaran berupa barang ataupun jasa yang akhirnya didistribusikan kepada *end user*. Besarnya biaya produksi merupakan besarnya pembebanan yang diperhitungkan atas pemakaian faktor – faktor produksi berupa bahan baku, tenaga kerja, serta mesin dan peralatan untuk menghasilkan produk tertentu

c) Biaya Dukungan Logistik

Biaya ini merupakan bagian terakhir dari suatu siklus hidup produk. Biaya ini mencakup biaya yang diserap pada kegiatan periklanan, pendistribusian, pemasaran, pelayanan, konsumen, maintenance, dan lainnya. Sebuah perusahaan setelah selesai dengan proses produk atau jasanya tersebut kepada pelanggan dimana itu memungkinkan perusahaan untuk memperoleh keuntungan yang telah dianggarkan. Sehingga seluruh kegiatan yang dilakukan oleh perusahaan dalam mendukung penjualan produknya dinamakan dukungan logistik. Metode ekonomi untuk menghitung keuntungan atau pengeluaran masa depan secara langsung dibandingkan dengan yang terjadi saat ini adalah dengan cara menerapkan tingkat bunga perbankan atau diskonto untuk semua biaya pengeluaran dan keuntungan masa depan [13]. Misalnya, dengan tingkat diskonto 10%, ini berarti bahwa biaya pengeluaran USD 100 hari ini dapat dianggap setara dengan biaya pengeluaran USD 110 yang dikeluarkan pada 1 tahun kemudian atau setara dengan biaya pengeluaran USD 121 yang terjadi 2 tahun kemudian, begitu seterusnya, seperti terlihat pada gambar berikut.

Tabel 2. 1 Tabel Contoh Perhitungan NPV

Tahun	Biaya	Faktor Diskonto	Nilai Saat ini (NPV)
0	100	$1/(1.1)^0$	$100/(1.1)^0 = 100$
1	110	$1/(1.1)^1$	$110/(1.1)^1 = 100$
2	121	$1/(1.1)^2$	$121/(1.1)^2 = 100$
3	133	$1/(1.1)^3$	$133/(1.1)^3 = 100$
4	146	$1/(1.1)^4$	$146/(1.1)^4 = 100$
5	161	$1/(1.1)^5$	$161/(1.1)^5 = 100$
dst.	-	-	-

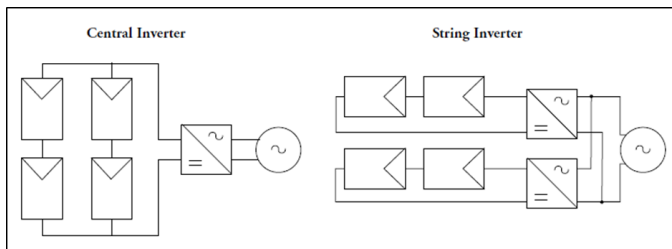
2.5 Topologi Sistem PLTS

Topologi yang bisa diterapkan pada sistem PLTS bergantung dari tipe inverter yang digunakan [13]. Ada dua jenis umum dari inverter: Central Inverter dan String Inverter. Konfigurasi Central Inverter ditunjukkan pada **Gambar 2.6**, selalu menjadi pilihan utama bagi banyak pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) skala menengah (≥ 100 kW) dan skala besar (≥ 1 MW). Sejumlah besar modul terhubung dalam suatu rangkaian seri untuk menciptakan high voltage string. Beberapa string tersebut kemudian terhubung secara paralel ke Inverter.

Central Inverter menawarkan keandalan yang tinggi dan kesederhanaan instalasi. Namun, mereka memiliki kelemahan: peningkatan mismatch losses dan tidak adanya maximum power point tracking (MPPT) untuk setiap string. Hal ini dapat menyebabkan masalah untuk array yang memiliki beberapa jenis sudut kemiringan dan orientasi, mengalami shading, atau menggunakan jenis modul yang berbeda.

Sebaliknya, konsep String Inverter menggunakan beberapa inverter untuk beberapa string dari modul. String Inverter semakin sering digunakan karena mereka dapat mencakup rentang daya yang sangat luas dan dapat diproduksi lebih murah dalam lini produksi daripada Central Inverter. Selain itu, mereka menyediakan fitur MPPT pada tingkat string sehingga semua string menjadi independen satu sama lain. Hal ini berguna dalam kasus dimana modul tidak dapat diinstal dengan orientasi yang sama, modul dengan spesifikasi yang berbeda digunakan, atau ketika ada masalah shading. Central Inverter biasanya menggunakan jaringan tiga fasa dan memiliki transformator untuk frekuensi jaringan. Transformator ini menambah berat dan volume inverter walaupun mereka memberikan isolasi galvanik dari grid. Dengan kata lain, tidak ada sambungan listrik

antara tegangan input dan output, kondisi yang kadang-kadang diperlukan oleh peraturan keselamatan listrik nasional.



Gambar 2. 6 Jenis Topologi PLTS Berdasarkan Inverter

String Inverter, yang biasanya dalam jaringan satu fasa, juga memiliki keuntungan lain. Pertama, mereka dapat diperbaiki dan dibongkar oleh personel non-spesialis. Lainnya, cadangan String Inverter bisa disimpan di area situs PLTS. Hal ini mempermudah untuk penanganan hal yang tidak terduga, seperti jika ada kegagalan salah satu inverter. Sebagai perbandingan, kegagalan pada sebuah Central Inverter besar – dengan waktu yang lama untuk perbaikan – dapat menyebabkan kehilangan penghasilan listrik yang signifikan sebelum inverter tersebut diganti.

2.6 Rele Arus Lebih

Rele arus lebih merupakan rele yang digunakan untuk mendeteksi saat terjadi gangguan beban lebih atau terjadi gangguan hubung singkat. Rele arus lebih ini akan beroperasi ketika terdapat arus yang mengalir pada rangkaian melebihi batas *setting* yang telah ditetapkan. Berikut ini keadaan saat rele arus lebih akan bekerja:

$$\begin{aligned} I_f > I_p & \text{ rele bekerja} & (trip) \\ I_f < I_p & \text{ tidak bekerja} & (blok) \end{aligned}$$

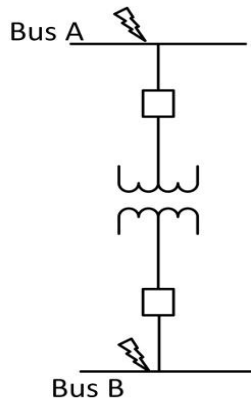
Rele arus lebih akan bekerja atau akan *trip* saat nilai arus I_f melebihi arus I_p yang telah di setting. Dimana I_f adalah arus gangguan yang mengalir di sisi primer CT, yang oleh sekunder CT akan dikonverikan dan kemudian dibandingkan dengan I_p . I_p adalah arus *pick up* yang bisa disetting menurut gulungan sekunder dari trafo arus (CT) yang terhubung ke rele. Menurut karakteristiknya rele arus lebih ini dapat dibedakan

dalam 3 jenis yakni rele arus lebih waktu terbalik (*inverse*), rele arus lebih waktu terbatas (*definite*), dan rele arus lebih waktu seketika (*instantaneous*). Dalam hal mengamankan sistem serta peralatan peralatan yang ada diharuskan terdapat koordinasi rele yang baik. Yang dimaksud disini ialah rele yang berperan sebagai pengaman utama dengan rele yang berperan sebagai pengaman berlapis / *back up* tidak boleh bekerja secara bersamaan. Oleh karena itu diperlukan adanya pengaturan waktu tunda atau biasa disebut *time delay* antara rele utama dengan rele *back up*. Pengaturan ini biasa disebut dengan kelambatan waktu (Δt) atau *grading time*. Berdasarkan standard time IEEE 242, pengaturan perbedaan *grading time* berkisar antara 0,2 – 0,35 sekon dengan spesifikasi sebagai berikut:

Waktu <i>open CB</i>	: 0,04 – 0,1 sekon (2 – 5 cycle)
<i>Overtravel</i> dari rele	: 0,1 sekon
Faktor keamanan	: 0,12 – 0,22 sekon

Untuk rele static dan rele digital yang berbasis *microprocessor* *overtravel time* dari rele dapat diabaikan, sehingga total waktu yang dibutuhkan 0,2 – 0,4 sekon.

Untuk pengaman yang dipisahkan oleh sebuah transformator, koordinasi pengaman dibedakan menjadi dua daerah, yakni sisi primer dan sisi sekunder seperti pada **Gambar 2.7** berikut:



Gambar 2.7 Rele Arus Lebih pada Transformator

$I_{sc \max bus B}$ adalah arus hubung singkat maksimum di sisi sekunder atau pada bus B sedangkan $I_{sc \min A}$ adalah arus hubung singkat minimum di sisi primer atau pada titik A.

Pada saat $I_{sc \max bus B} < 0.8 I_{sc \min A}$, maka dalam mengatur I_{set} dapat menggunakan persamaan (2.28) berikut:

$$I_{sc \max bus B} \leq I_{set} < 0.8 I_{sc \min A} \quad (2.16)$$

Pengaturan time delay rele sisi A pada kondisi seperti ini dapat diatur kembali seperti rele pengaman utama. Namun pada saat $I_{sc \max bus B} > 0.8 I_{sc \min A}$, maka dalam mengatur I_{set} dapat menggunakan persamaan (2.29) berikut:

$$I_{set} \leq 0.8 I_{sc \min A} \quad (2.17)$$

Pengaturan time delay rele sisi A pada kondisi seperti ini diatur menggunakan *grading time* seperti yang telah dijelaskan sebelumnya.

BAB III

KONDISI LAPANGAN DAN KELISTRIKAN PT. PERTAMINA EP TANJUNG

3.1 Kondisi Lapangan

PT Pertamina EP Tanjung terletak di Jl. Pertamina, Belimbing, Murung Pudak, Kabupaten Tabalong, Kalimantan Selatan. Lokasi PT Pertamina EP Tanjung ditunjukkan pada **Gambar 3.1** yang jika diperbesar dapat dilihat bahwa letak/*site* pembangunan PLTS berada dekat dengan ruang cubicle. Untuk melihat letak pemasangan lebih jelas, ditunjukkan pada **Gambar 3.2**. Terlihat jelas lokasi pembangunan PLTS dan ruang *cubicle* untuk mengkoneksikan PLTS ke system kelistrikan eksisting. Area ruang *cubicle* sendiri merupakan area *powerplant* PT Pertamina EP Tanjung.



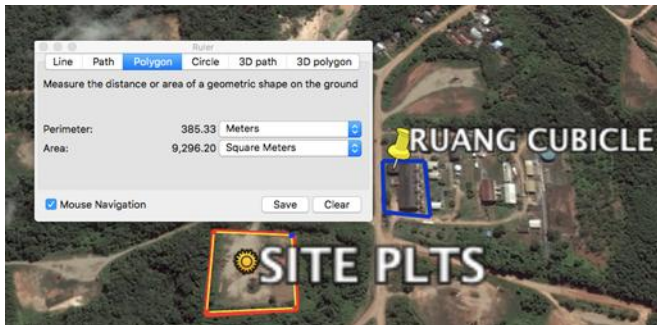
Gambar 3. 1 Lokasi PT. Pertamina EP Tanjung



Gambar 3. 2 Lokasi Site PLTS



Gambar 3. 3 Lokasi Geografis Site PLTS



Gambar 3. 4 Area Yang Tersedia Untuk Pembangunan PLTS

Lokasi tempat pemasangan PLTS sendiri mempunyai letak geografis dengan koordinat $02^{\circ} 8' 32,86''$ Lintang Selatan dan $115^{\circ} 24' 45,38''$ Bujur Timur. PT Pertamina EP Tanjung juga sudah menyiapkan lahan dengan luas area sebesar 9262 m^2 .

Untuk melihat koordinat titik koordinat, dan juga luas area dari letak pembangunan PLTS, dapat dilihat pada **Gambar 3.3** dan **Gambar 3.4**.

Untuk menyalurkan daya yang dihasilkan PV menuju sistem kelistrikan eksisting, tentu dibutuhkan kabel untuk menghubungkan lokasi tempat sistem PLTS itu berada menuju trafo dan *cubicle* yang sudah disiapkan untuk suplai daya PV itu sendiri yang berada di ruang *cubicle* seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.2**. Pembelian kabel berarti mengindikasikan adanya tambahan biaya, maka perlu diketahui panjangnya kabel yang

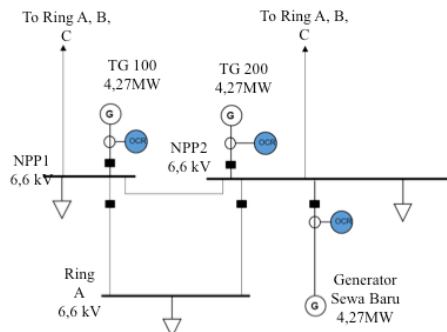


Gambar 3. 5 Panjang Kabel Dari Site Menuju Cubicle

harus ditarik dari lokasi PV dibangun menuju ruang *cubicle*. **Gambar3.5** Menunjukkan panjang kabel yang ditarik, yaitu sepanjang 211,43 meter.

3.2 Sistem Kelistrikan Eksisting

Sistem kelistrikan PT Pertamina EP Tanjung mempunyai konfigurasi jaringan tipe ring dengan yang disuplai oleh 2 buah generator utama (TG100, TG200), dan 1 generator cadangan (Generator baru sewa). Generator – generator tersebut menyuplai beban melalui 2 buah bus utama yakni bus NPP1, dan bus NPP2. Secara sederhana dapat digambarkan sebagai berikut



Gambar 3. 6 SLD Sistem Eksisting

3.2.1 Data Pembangkitan

PT Pertamina EP Tanjung memiliki sumber pembangkit listrik sebanyak 3 buah. 3 Sumber pembangkit yang dimiliki PT Pertamina

Tanjung adalah PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) yang diberi nama TG100, TG200, dan Generator Sewa-Baru. Ketiga generator mempunyai kapasitas yang sama yakni 4270 kW, dengan pola operasi yakni generator TG100 dan TG200 menjadi generator utama penyuplai beban, sementara Generator Sewa-Baru sebagai cadangan. Sumber pembangkitan PT Pertamina EP Tanjung dapat dilihat pada **Tabel 3.1**

Tabel 3. 1 Tabel Data Pembangkitan PT. Pertamina EP Tanjung

ID Unit	Jenis	Kapasitas(KW)	Tegangan(kV)	Pola Operasi
TG100	PLTD	4270	6,6	Utama (ON)
TG200	PLTD	4270	6,6	Utama (ON)
Generator Sewa-Baru	PLTD	4270	6,6	Cadangan (OFF)

3.2.2 Data Beban

Pembangkit – pembangkit listrik di PT. Pertamina EP Tanjung menyuplai beban dalam 3 buah kondisi, yakni kondisi maksimum, minimum, dan kondisi rata-rata.. Pola data beban dapat dilihat pada **Tabel 3.2**, dan data beban lengkap pada **Tabel 3.3** sampai dengan **Tabel 3.7**.

Tabel 3. 2 Tabel Data Kondisi Beban

Total Beban (kW)	Kondisi	Faktor Daya
5400	Maksimum	0,704
4000	Minimum	0,71
4700	Rata - rata	0,707

Tabel 3. 3 Daftar Beban Pada Ring A

Beban motor induksi (Ring A)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
1	M_T12	0,44	37,3	Aktif
2	M_T53	0,44	29,8	Aktif

Beban motor induksi (Ring A)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
3	M_T73	0,44	115	Aktif
4	M_T37	0,44	74,6	Mati
5	M_T100	0,44	49,7	Aktif
6	M_T60	0,44	131	Aktif
7	M_T18	0,44	79,6	Aktif
8	M_t11	0,44	230	Aktif
9	M_T100_8A	0,44	49,7	Aktif
10	M_T115	0,44	37,3	Aktif
11	M_T10	0,44	55,95	Aktif
12	M_T133	0,44	55,95	Aktif
13	M_P1_BS2	0,44	55,95	Aktif
14	M_P2_BS2	0,44	55,95	Aktif
15	M_P3_BS2	0,44	55,95	Aktif
16	M_T22	0,44	29,8	Aktif
17	M_T112	0,44	89,52	Aktif
18	M_T89	0,44	30,21	Aktif
19	M_T69	0,44	37,3	Aktif
20	M_T110	0,44	115	Aktif
21	M_T118	0,44	123	Aktif
22	M_T128	0,44	115	Aktif
23	M_T46	0,44	37,3	Aktif
24	M_T50	0,44	55,95	Aktif
25	M_T81	0,44	37,3	Aktif
26	M_T90	0,44	74,6	Aktif
27	M_T8	0,44	37,3	Aktif

Beban motor induksi (Ring A)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
28	M_T127	0,44	37,3	Aktif
29	M_T38	0,44	55,95	Aktif
30	M_P1_BS3	0,44	74,6	Aktif
31	M_P2_BS3	0,44	55,95	Mati
32	M_T111	0,44	0,334	Aktif
33	M_T125	0,44	55,95	Aktif
34	M_T3	0,44	75	Aktif
35	M_T6	0,44	44,7	Aktif
36	M_T74	0,44	115	Aktif
37	M_78	0,44	37,3	Aktif

Tabel 3. 4 Daftar Beban Pada Ring B

Beban motor induksi (Ring B)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
1	M_T5	0,44	55,95	Aktif
2	M_T104	0,44	37,3	Aktif
3	M_T119	0,44	79,6	Aktif
4	M_P1_4A	0,44	74,6	Aktif
5	M_P2_4A	0,44	55,95	Aktif
6	M_T124	0,44	29,8	Aktif
7	M_T33	0,44	107	Aktif
8	M_T126	0,44	79,6	Aktif
9	M_T134	0,44	74,6	Aktif
10	M_T45	0,44	30,2	Aktif
11	M_T107	0,44	55,95	Aktif

Beban motor induksi (Ring B)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
12	M_P1_BS5	0,44	74,6	Aktif
13	M_P2_BS5	0,44	55,95	Aktif
14	M_T123	0,44	30,2	Aktif
15	M_T101	0,44	37,3	Aktif
16	M_T19R	0,44	87	Aktif
17	M_T16	0,44	29,8	Aktif
18	MT_65	0,44	29,8	Aktif
19	M_T113	0,44	37,3	Aktif
20	M_T58	0,44	123	Aktif
21	M_T26	0,44	29,8	Aktif
22	M_T54	0,44	37,3	Aktif
23	M_T75	0,44	74,6	Mati
24	M_T41	0,44	55,95	Mati
25	M_T132	0,44	55,95	Aktif
26	M_T24	0,44	79,8	Aktif
27	M_52	0,44	30,2	Aktif
28	M_T91	0,44	55,95	Aktif
29	M_T120	0,44	55,95	Aktif
30	M_T39	0,44	50,7	Aktif
31	M_T109	0,44	87	Aktif
32	M_T49	0,44	37,3	Aktif
33	M_T51	0,44	80,8	Aktif
34	M_T85	0,44	37,3	Aktif
35	M_T4	0,44	87	Aktif
36	M_T108	0,44	115	Aktif

Beban motor induksi (Ring B)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
37	M_T86	0,44	182	Aktif
38	M_T32	0,44	49,2	Aktif
39	M_T79	0,44	55,95	Aktif
40	M_T9	0,44	37,3	Aktif
41	M_T14	0,44	44,7	Aktif
42	M_P2_BS6	0,44	55,95	Aktif

Tabel 3. 5 Tabel Beban Motor Pada Ring C

Beban motor induksi (Ring C)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
1	M_T62R	0,44	138	Aktif
2	M_T56	0,44	29,8	Mati
3	M_T114	0,44	74,6	Aktif
4	M_T121	0,44	79,6	Aktif
5	M_P1_BS1	0,44	55,95	Aktif
6	M_P2_BS1	0,44	55,95	Mati
7	M_T27	0,44	74,6	Aktif
8	M_OWTPA	0,44	30	Aktif
9	M_OWTPB	0,44	132	Aktif
10	M_WDP_A	0,44	186,5	Aktif
11	M_WDP_B	0,44	186,5	Aktif

Tabel 3. 6 Tabel Data Statis Ring C

Beban Statis Ring C				
NO	ID	kV	kVA	Status
1	SL_Secrec	0,44	30,2	Aktif
2	SL_9C	0,44	40,2	Aktif
3	SL_9A	0,44	113	Aktif
4	SL_9B	0,44	95,4	Aktif
5	SL_11A	0,44	23,5	Aktif
6	SL_13B1	0,44	21,2	Aktif
7	SL_13B2	0,44	21,2	Aktif
8	SL_13A	0,44	53,7	Aktif
9	SL_17A	0,44	55,8	Aktif
10	SL_17B	0,44	147	Aktif
11	SL_19D	0,44	73,3	Mati
12	SL_19B	0,44	42,4	Aktif
13	SL_19C	0,44	48,1	Aktif
14	SL_19A	0,44	61	Aktif

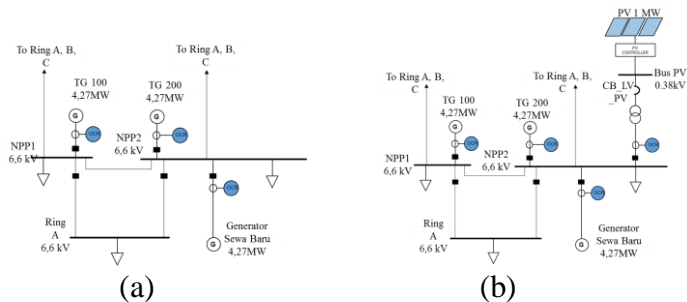
Tabel 3. 7 Data Beban Water Injection

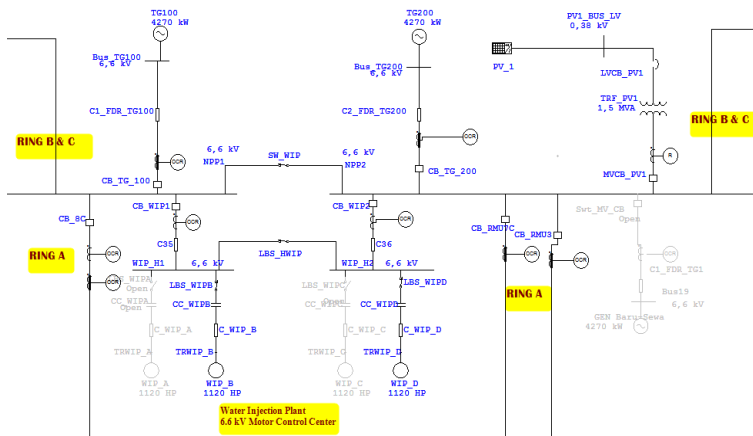
Beban motor induksi (Water Injection)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
1	WIP_A	6,6	835,5	Mati
2	WIP_B	6,6	835,5	Aktif
3	WIP_C	6,6	835,5	Mati
4	WIP_D	6,6	835,5	Aktif
5	M_RWIP_A	0,44	74,6	Aktif
6	M_RWIP_B	0,44	74,6	Aktif
7	M_RWIP_C	0,44	74,6	Aktif

Beban motor induksi (Water Injection)				
No	ID	kV	Rating (kW)	Status
8	M_FWP_A	0,44	55,95	Aktif
9	M_FWP_B	0,44	55,95	Aktif
10	M_FWP_C	0,44	55,95	Aktif
11	M_FWP_D	0,44	55,95	Mati
12	M_BWP_A	0,44	33,57	Mati
13	M_BWP_B	0,44	33,57	Aktif
14	M_UTP_1	0,44	14,9	Aktif
15	M_UTP_2	0,44	14,9	Aktif

3.2.3 Pemodelan Sistem Kelistrikan

Berdasarkan data – data yang telah diperoleh dari survey lapangan diatas, maka langkah selanjutnya adalah melakukakn pemodelan sistem kelistrikan pada perangkat lunak. Sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung dapat dimodelkan pada perangkat lunak ETAP 12.6.0 seperti pada **Gambar 3.7** berikut. Pada **Gambar 3.7(a)** adalah diagram satu garis sebelum dilakukan pemasangan sistem PLTS atau hanya merupakan sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung biasa saja. Pada **Gambar 3.7(b)** merupakan gambar diagram satu garis dari sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung yang telah terpasang sistem PLTS. Pada **Gambar 3.7(c)** adalah pemodelan sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung yang telah dilakukan pemasangan PLTS pada perangkat lunak ETAP 12.6.0.





(c)

Gambar 3.7 (a) Diagram sebelum pemasangan PLTS (b) Diagram setelah pemasangan PLTS (c) Penggambaran sistem pada ETAP

3.2.4 Pemilihan Inverter

Pertama ditentukan dahulu inverter yang akan dipakai untuk sistem PLTS ini guna memudahkan pemilihan modul fotovoltaik. Pemilihan inverter mempertimbangkan harga jual inverter panel surya dipasaran. Untuk mempersempit tipe penentuan inverter, seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 3.8** bahwa inverter dengan merek SMA adalah inverter dengan merek terbaik. Pemilihan ini guna mempersempit merek inverter dan terfokus pada kapasitas inverternya, sehingga nantinya akan dipilih inverter – inverter dari merek SMA tersebut.

Global PV Inverter Supplier Rankings (2008 & 2013)							
Based on Revenue in US Dollars							
2013 Rank	Supplier	HQ Location	2013 Rank vs 2012 Rank	2008 Rank	Supplier	HQ Location	2013 Rank vs 2008 Rank
1	SMA	Europe	-	1	SMA	Europe	Same
2	ABB (Inc. Power-One)	Europe	-	2	Fronius	Europe	Decreased
3	Omron	Japan	3	3	Kaco	Europe	Decreased
4	TMEIC	Japan	>10	4	Ingteam	Europe	Decreased
5	Sungrow	China	9	5	Xantrex (acquired by Schneider)	Canada	Decreased
6	Advanced Energy	USA	-1	6	Siemens	Europe	Exited
7	Tabuchi	Japan	1	7	Sputnik	Europe	Decreased
8	Schneider Electric	Europe	-4	8	Conergy (acquired by Bosch)	Europe	Decreased
9	Enphase Energy	USA	-	9	Power-One (acquired by ABB)	USA	Increased
10	Kaco	Europe	-7	10	Eletronica Santerno	Europe	Decreased
Top 10 Total Revenue: \$3.7 Billion Share of Global Market: 58%				Top 10 Total Revenue: \$2.0 Billion Share of Global Market: 83%			
Source: IHS Technology, April 2014							

Gambar 3.8 Rangkang Penjualan Inverter

Tabel 3. 8 Tabel Inverter SMA

No	Inverter	Jumlah	Harga satuan	Harga total
	kVA	Unit	Juta rupiah	Juta rupiah
1	8	125	32,87	4108,50
2	9	112	34,81	3898,74
3	10	100	36,64	3663,62
4	11	91	42,73	3888,52
5	12	84	48,17	4045,86
6	15	67	48,75	3266,52
7	20	50	48,83	2441,50
8	25	40	49,42	1976,76
9	60	17	115,85	1969,45
10	500	2	1243,32	2486,65
11	630	2	1525,32	3050,65
12	720	2	1675,92	3351,84
13	750	2	1717,59	3435,17
14	800	2	1756,03	3512,06
15	850	2	1794,49	3588,99
16	900	2	1832,94	3665,88

Dari **Tabel 3.8** dapat dilihat, inverter dengan harga paling murah adalah inverter dengan kapasitas 60 kVA. Sehingga dipilihlah inverter SMA dengan kapasitas 60kVA.

3.2.5 Pemilihan Modul Fotovoltaik

Untuk memilih modul surya, dilakukan pembuatan table yang berisi daftar fotovoltaik dengan performa terbaik berdasarkan situs penjualan fotovoltaik yang selanjutnya dilakukan perbandingan harga antar modul surya. Teknologi fotovoltaik yang digunakan juga hanya fotovoltaik yang terbuat dari bahan *monocrystalline silicone* saja dengan mempertimbangkan bahwa bahan tersebut adalah bahan yang mempunyai efisiensi paling tinggi dibandingkan dengan bahan – bahan

fotovoltaik lainnya seperti *Polycrystalline silicone*, dan *thin-film*[12]. Hasil pendataan tiap modul surya ditampilkan sebagai berikut

Tabel 3. 9 Tabel Data Harga Fotovoltaik

Merek	Serial	Daya	Total Dibutuhkan	Harga satuan	Harga Perkiraan
		Watt	Unit	Juta Rupiah	Juta Rupiah
Axitecsolar	60 Cell	270-300	3333	3,794	12647
	72 Cell	350-360	2778	5,194	14428
Canadian Solar	CS6K-305MS	270-305	3279	4,354	14275
ETSolar	ET-M6602	265-285	3509	6,86	24070
	ET-M67BB	325-345	2899	8,75	25362
Grape Solar	GS-S-160	160	6250	3,36	21000
	GS-Star-180	180	5556	3,78	21000
	GS-M60-300	300	3333	6,3	21000
Heliene	72M	370	2703	8,12	21946
	60M	335	2817	6,51	18338
Hyundai	HIS-RG	260-270	3704	5,74	21259
ItekEnergy	60Cells	295-315	3175	3,57	11333
	72Cells	350-370	2703	4,34	11730
JinkoSolar	JKM215M	195-215	4651	4,368	20316
Mission Solar	MSE MONO 72	335	2985	4,172	12454
Renogy Solar	300D	300	3333	6,09	20300
	STC200MB	200	5000	3,766	18830
Seraphim	60Cells	250-300	3333	3,206	10687
	72Cells	300-350	2857	3,78	10800
Silfab	SLA-M290	290	3448	3,64	12552

Merek	Serial	Daya	Total Dibutuhkan	Harga satuan	Harga Perkiraan
		Watt	unit	Juta Rupiah	Juta Rupiah
	SLA-M310	310	3226	4,144	13368
	SLA-M350	350	2857	4,41	12600
SolarWolrd	SW 290/300	290-300	3333	4,186	13953
	W 280/290	280-290	3448	3,878	13372
SunPower	SPR-E20	327	3058	4,578	14000
	SPR-E19	320	3125	4,48	14000
SunSpark	SST	275 - 300	3333	4,48	14933

Total unit yang dibutuhkan berarti total fotovoltaiik yang diperlukan untuk memperoleh nominal daya 1MWp. Untuk harga yang ditampilkan adalah harga rata – rata dimana untuk satu serial modul terdapat beberapa daya, kemudian harga jual dari seluruh daya tersebut dihitung nilai rata – ratanya. Karena tabel diatas hanya bertujuan untuk mencari merek yang harga jualnya jika ditotal paling murah.

Berdasarkan **Tabel 3.9**, merek dengan harga jual paling murah adalah merek seraphim. Selanjutnya menentukan kapasitas modul yang akan dipakai dengan menentukan total daya optimum yang terpasang seri, dimana tegangan maksimum inverter ini adalah 1kV.

Tabel 3. 10 Pemilihan Kapasitas Modul Surya Seraphim

NO	Modul PV	Vmax modul	Jumlah seri	Total Daya Seri Inverter kW
1	250	41,7	23,98	5750
2	255	41,8	23,92	5865
3	260	41,9	23,87	5980
4	265	42,2	23,70	6095
5	270	42,3	23,64	6210
6	275	42,6	23,47	6325

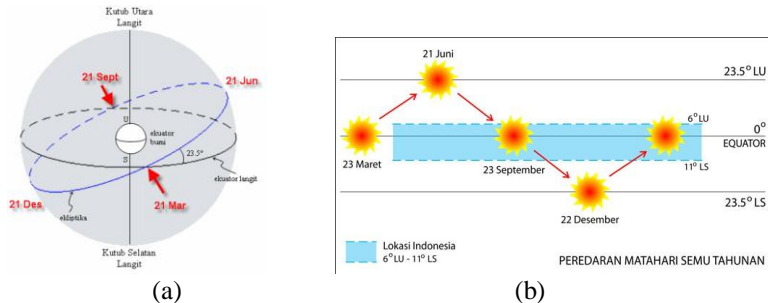
NO	Modul PV	Vmax modul	Jumlah seri	Total Daya Seri Inverter kW
7	280	67,9	14,73	3920
8	285	49,9	20,04	5700
9	290	50	20,00	5800
10	295	50,2	19,92	5605
11	300	50,3	19,88	5700

Berdasarkan **Tabel 3.10** diatas, daya paling besar didapatkan saat kapasitas modul yang diseri adalah modul dengan kapasitas 275Wp. Penentuan kapasitas fotovoltaiik dipilih berdasarkan total daya seri untuk menghasilkan jumlah optimum pada inverter.

3.3 Sistem PLTS

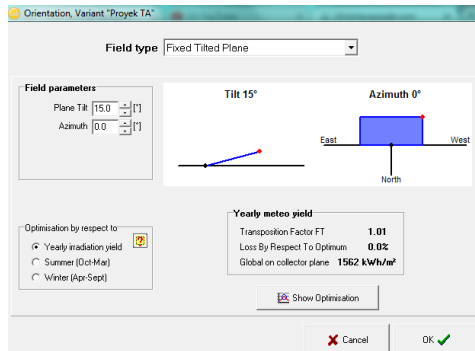
Berdasarkan letak geografisnya, lokasi pemasangan fotovoltaiik pada PT. Pertamina EP Tanjung terletak pada koordinat $02^{\circ} 8' 32,86''$ Lintang Selatan dan $115^{\circ} 24' 45,38''$ Bujur Timur. Hal ini mengindikasikan pemasangan fotovoltaiik akan menghasilkan keluaran daya yang paling optimal jika diatur dengan sudut kemiringan 2° dan menghadap ke utara, atau pada pengisian data PVsyst adalah 'Plane Tilt' diisi dengan 2° , dan 'Azimuth' diisi dengan 0° . Dapat dilihat pada **Gambar 3.9(a)** bahwa matahari selama 1 tahun, letaknya seakan berpindah – pindah. Terkadang berada di bagian utara bumi, terkadang di bagian selatan, dan juga di bagian equator atau tengah bumi. Pada **Gambar 3.9(b)** ditunjukkan siklus perpindahan matahari selama 1 tahun, serta detil waktunya. Jika dicermati, garis equator adalah letak matahari paling banyak selama satu tahun dibandingkan letak selatan dan juga utara. Mengacu pada hal ini, maka teknologi PLTS selalu mengarahkan fotovoltaiiknya menghadap arah garis equator. Karena lokasi pembangunan PLTS PT. Pertamina EP Tanjung yang terletak di lintang selatan, maka sudut azimuth harus diatur sebesar 0° . Pengertian sudut azimuth sendiri merupakan sudut yang menunjukkan arah mata angin dengan nilai 0 menjadi acuan awal yang menghadap ke arah utara, kemudian nilai positif menunjukkan perputaran mata angin dari arah utara menuju arah timur, sementara nilai negatif berarti menunjukkan perputaran arah mata angin dari utara menuju barat. Kemudian, sudut

kemiringan sebesar 2^0 dikatakan menjadi sudut kemiringan paling optimum karena letak lokasi pembangunan PLTS yang terletak pada lintang selatan sebesar 2^0 , sehingga kemiringan fotovoltaik mengikuti kemiringan tersebut.



Gambar 3. 9 Peredaran semu matahari (a) Letak matahari akibat kemiringan bumi (b) Siklus peredaran semu matahari

Walaupun kemiringan 2^0 adalah sudut kemiringan yang paling optimum, namun dengan mempertimbangkan pembersihan diri fotovoltaik saat ada debu dan hujan, maka pemasangan yang paling optimum adalah pada sudut kemiringan 15^0 . Sehingga ditampikan pada **Gambar 3.10** berikut.



Gambar 3. 10 Sudut angkat dan sudut azimuth

Global System configuration		Global system summary	
1	Number of kinds of sub-arrays	Nb. of modules	3519
Simplified Schema		Module area	5725 m ²
		Nb. of inverters	17
		Nominal PV Power	968 kWp
		Maximum PV Power	944 kWdc
		Nominal AC Power	1020 kWac

PV Array		Presizing Help	
Sub-array name and Orientation		<input type="radio"/> No Sizing Enter planned power <input type="text" value="967.7"/> kWp, ... or available area <input type="text" value="5725"/> m ²	
Name	PV Array		
Orient.	Fixed Tilted Plane		
Tilt	15°		
Azimuth	0°		

Select the PV module	
Available Now	
Seraphim	275 Wp 27V - Simono SRP-275-6MB Since 2016 Manufacture 20 <input type="button" value="Open"/>
Sizing voltages : Vmpp (60°C) 26.7 V Voc (-10°C) 42.6 V	
<input type="checkbox"/> Use Optimizer	

Select the inverter	
Available Now	
SMA	60 kW 570 - 800 V TL 50 Hz Sunny Tripower 60-10 Since 2015 <input type="button" value="Open"/>
Nb. of inverters	17
Operating Voltage: 570-800 V Global Inverter's power 1020 kWac	
Input maximum voltage: 1000 V	

Design the array		Operating conditions	
Number of modules and strings		Vmpp (60°C) 613 V Vmpp (20°C) 737 V Voc (-10°C) 980 V	
Mod. in series	23	The inverter power is slightly oversized.	
Nbre strings	153		
Overload loss	0.0 %	Plane irradiance 1000 W/m ²	
Prom ratio	0.95	Impp (STC) 1351 A Isc (STC) 1448 A Max. operating power at 1000 W/m ² and 50°C 870 kW	
Show sizing		Array nom. Power (STC) 968 kWp Isc (at STC) 1434 A	
Nb. modules	3519		
Area	5725 m ²		

Gambar 3. 11 Pengaturan sistem PLTS

Modul yang digunakan adalah Seraphim dengan daya 275Wp, dan inverter SMA dengan kapasitas 60kVA. Pada **Gambar 3.11** dapat dilihat bahwa digunakan inverter yang berjumlah 17 buah, modul fotovoltaik sebanyak 3519 dengan 153 *string* modul dan 23 buah modul terpasang seri.

3.4 Cakupan Area PLTS

Diketahui bahwa luas area yang tersedia untuk pembangunan sistem PLTS adalah sebesar 9262 m². Berdasarkan hasil simulasi yang ditampilkan pada **Gambar 3.12** dengan menggunakan modul Seraphim 275Wp sebanyak 3519 modul untuk membangkitkan daya sebesar 1000kWp hanya dibutuhkan area dengan luas 5900 m².

Compatibility with Orientation and System parameter		
	Orient./System	Shadings
Active area	5725 m ²	5920 m ²
Fields tilt	15.0°	15.0°
Fields azimuth	0.0°	0.0°

Gambar 3. 12 Total area yang dibutuhkan

Tabel 3. 11 Hasil Energi Matahari Yang Diterima Dan Diserap

	GlobHor kWh/m2	T Amb °C	GlobInc kWh/m2	GlobEff kWh/m2	Earray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	120.9	27.10	127.8	116.5	96.7	95.0	13.21	12.96
February	100.3	27.20	102.9	94.5	77.4	76.1	13.14	12.91
March	128.6	27.40	127.2	117.1	96.5	94.9	13.26	13.03
April	130.3	27.20	123.7	114.4	93.9	92.3	13.26	13.03
May	144.7	27.90	130.9	121.0	99.3	97.6	13.25	13.03
June	138.7	27.00	123.1	113.5	94.5	92.9	13.42	13.18
July	146.0	27.20	130.4	120.4	99.9	98.2	13.38	13.15
August	1343.3	27.30	126.0	115.3	96.2	94.5	13.34	13.11
September	135.2	27.50	132.3	121.7	100.3	98.5	13.24	13.01
October	137.2	27.90	140.4	129.8	106.2	104.3	13.21	12.99
November	117.6	27.20	123.0	112.3	92.7	91.1	13.17	12.94
December	119.1	27.30	127.5	116.1	94.8	93.2	12.99	12.76
Year	1553.1	27.35	1515.1	1392.5	1148.5	1128.7	13.24	13.01

Modul fotovolataik ini mempunyai panjang 1640 mm dan lebar 992 mm. Luasan fotovoltaik sebenarnya adalah

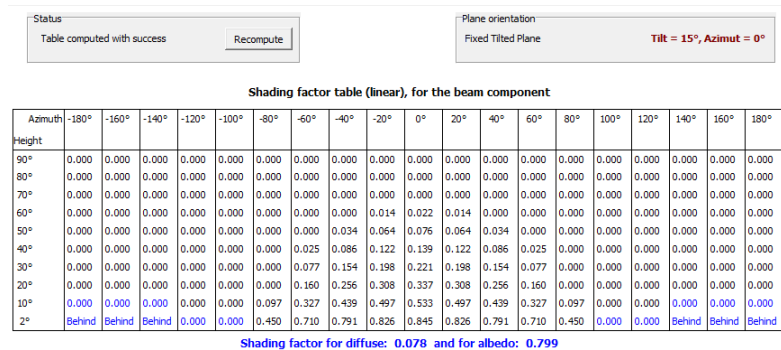
$$1,6 \times 0,992 \times 3519 = 5585,36 \text{ m}^2 \quad (3.1)$$

Luasan sebesar 5900 m² didapat dengan mempertimbangkan jarak antar modul yang tidak rapat. Berdasarkan luasan area tersebut maka bisa dikatakan pembangunan sistem PLTS ini layak secara area.

3.5 Output PLTS

Tabel 3.11 menunjukkan hasil pancaran irradiasi yang diterima pada lokasi pembangunan PLTS PT. Pertamina EP Tanjung. Pada bagian tabel GlobHor menyatakan besarnya energi irradiasi yang dipancarkan oleh matahari tiap 1 bulan selama 1 tahun. Pada bagian tabel GlobInc menjelaskan besarnya energi irradiasi yang diterima pada lokasi. Perangkat lunak PVsyst melakukan perhitungan daya yang yang disuplai ke sistem setelah melalui serangkaian *loses* daya. *Loses* daya yang dihitung oleh Pvsyst adalah daya yang hilang akibat penerimaan pada modul fotovoltaik, kemudian karena adanya bayangan atau penutupan, dan yang terakhir adalah daya hilang diakibatkan peralatan fotovoltaik dan inverter. Pvsyst menghitung hilangnya daya akibat peralatan menggunakan *database* berdasarkan jenis peralatan yang kita pilih, hilang daya akibat penerimaan dipengaruhi oleh pemilihan lokasi pemabngunan sistem PLTS, sementara

hilang daya akibat bayangan dan penutupan atau disebut juga *shadings*, diakibatkan oleh pemasangan fotovoltaik baik itu karena pengaruh sudut miring modul tersebut maupun adanya objek di sekitar lokasi PLTS.



Gambar 3. 13 Hasil simulasi faktor shading

Hasil perhitungan *shadings* ditampilkan pada **Gambar 3.13**. Tabel *shadings* menunjukkan ada tidaknya halangan fotovoltaik terhadap sudut matahari berada. Sudut matahari yang digunakan adalah sudut kemiringan dan sudut azimuth. Jika tidak ada halangan maka akan ditunjukkan dengan angka 0 pada tabel *shadings*. Semakin besar angka yang ditunjukkan, artinya gangguan atau halangan yang diterima modul fotovoltaik semakin tinggi, dimana angka tertingginya adalah 1. Jika angka berwarna biru, menandakan matahari berada di posisi membelakangi fotovoltaik, sehingga tidak ada daya yang dihasilkan oleh sistem PLTS tersebut.

Jika dicermati, angka *shadings* membentuk pola simetris. Bisa disimpulkan jika matahari berada pada sudut azimuth positif, akan memberikan dampak yang sama saat matahari berada di sudut azimuth negatif dengan magnitud yang sama, sementara angka gangguan paling tinggi berada saat matahari/ sinar matahari berada pada sudut azimuth 0 dan sudut ketinggian matahari paling minimum, yakni 2. Hal tersebut diakibatkan karena walaupun fotovoltaik menghadap matahari yang

sedang berada di depannya persis atau saat sudut azimuth 0, tetapi dengan sudut ketinggian matahari yang hanya 2, berarti hanya modul fotovoltaik yang berada pada bagian depan yang menerima energi matahari, sementara fotovoltaik yang berada di belakang tertutup bayangan yang

diterima oleh fotovoltaik di depannya. Karena lokasi pembangunan sistem PLTS tidak dikelilingi bangunan yang menghalangi atau menutupi cahaya matahari terhadap sistem PLTS, maka bisa disimpulkan bahwa gangguan atau penutupan yang ditunjukkan oleh tabel *shadings* berasal dari bayangan antar modul fotovoltaik yang menghalangi sesamanya.

Pada **Gambar 3.14** ditunjukkan hasil energi yang dihasilkan dan diterima suplainya oleh sistem kelistrikan eksistin PT. Pertamina EP Tanjung selama 1 tahun yakni sebesar 1129 MWh/tahun. Pvsyst juga menghitung besarnya rasio performa sistem PLTS tersebut. Pada sistem ini dinyatakan mempunyai performa sebesar 77%. Angka ini didapatkan melalui perhitungan berikut

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \times 100\% \quad (3.2)$$

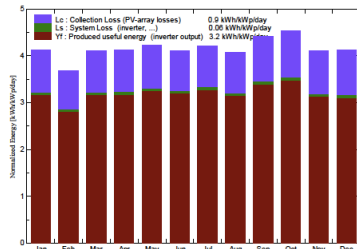
Dimana,

Y_f = Besarnya energi matahari yang dapat digunakan

Y_r = Besarnya energi matahari yang diterima PLTS

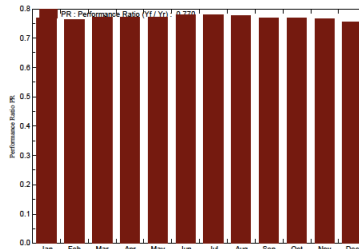
Main simulation results	Produced Energy	1129 MWh/year	Specific prod.	1166 kWh/kWp/year
System Production	Performance Ratio PR	77.0 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 968 kWp



(a)

Performance Ratio PR



(b)

Gambar 3. 14 a) Rata – rata energi perbulan selama setahun (b)Rasio performa perbulan selama setahun

Sebelumnya sudah disebutkan bahwa jumlah energi matahari yang diterima sistem sebesar 1515,1 kWh/tahun maka dengan kapasitas nominal PLTS sebesar 968 kWp, besarnya rasio energi matahari yang diterima sistem PLTS adalah

$$PR = \frac{1128,6}{1466,6} \times 100\% = 77\% \quad (3.3)$$

Berdasarkan perhitungan inilah, maka didapatkan *performance ratio* sebesar 77%. Bisa dilihat pada **Gambar 3.15(b)** bahwa PR 77% merupakan rata – rata grafik PR tiap bulannya selama 1 tahun. Sementara pada **Gambar 3.15(a)** ditunjukkan rata – rata energi matahari total yang diterima tiap bulannya selama 1 tahun. Rata – rata energi matahari yang pada akhirnya dapat digunakan agar sistem PLTS dapat menyuplai energi menuju sistem kelistrikan eksisting ditunjukkan pada **Gambar 3.15(a)** dengan grafik berwarna merah, dimana hasil 3,2 kWh/kWp/hari didapat dari

$$Y_f = \frac{\text{Produced Energy}}{365} \quad (3.4)$$

$$3,2 \text{ kWh/kWp/hari} = \frac{1166}{365} \quad (3.5)$$

Dimana,

Y_f = Besarnya energi matahari yang dapat digunakan

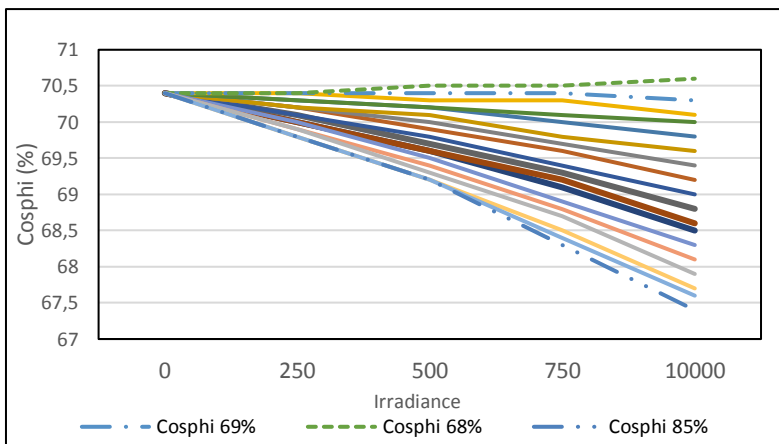
Sehingga, besarnya energi yang disuplai PV ke sistem kelistrikan eksisting adalah,

$$\text{Energi tersuplai} = 3,2 \times 968 \quad (3.6)$$

$$3093 \text{ kWh/hari} = 3,2 \times 968 \quad (3.7)$$

3.6 Faktor Daya Inverter

Pada **Gambar 3.15** dapat dilihat bahwa setelah melakukan percobaan *trial-error* dari nilai faktor daya inverter 0,85 – 0, percobaan berhenti pada saat nilai faktor daya inverter bernilai 0,68. Hal ini dikarenakan terjadi lonjakan faktor daya pada generator utama TG100 dan TG200. Kemudian pada **Tabel 3.12** dibandingkan saat faktor daya inverter bernilai 0,68, dan saat faktor daya bernilai 0,69. Data menunjukkan perubahan faktor daya pada generator TG100 dan TG200 yang paling kecil seperti ditunjukkan seperti pada tabel. Hal ini lah yang membuat faktor daya bernilai 0,69 dipilih.



Gambar 3. 15 Perbandingan pengaruh faktor daya fotovoltaik terhadap generator TG100 dan TG200

Tabel 3. 12 Perbandingan saat faktor daya 0,69 dan 0,68

Irradian	Cosphi TG100/200 saat PV 69%	Cosphi TG100/200 saat PV 68%
1000	70,2	70,7
750	70,3	70,6
500	70,4	70,5
250	70,4	70,4
0	70,4	70,4

BAB IV

ANALISIS STUDI KELAYAKAN

4.1 Hasil Kelistrikan

Setelah pemodelan sistem PLTS selesai dilakukan, selanjutnya perlu dianalisa bagaimana pengaruh pemasangan sistem PLTS terhadap sistem kelistrikan eksisting. Analisa ini disebut juga dengan studi grid, yang bertujuan mencari respon sistem kelistrikan eksisting jika terjadi berbagai macam studi – kasus pada sistem PLTS tersebut. Studi grid yang dilakukan berupa analisa aliran daya, analisa hubung singkat, analisa kestabilan transien, dan proteksi dari jalur sistem PLTS menuju sambungan sistem kelistrikan eksisting.

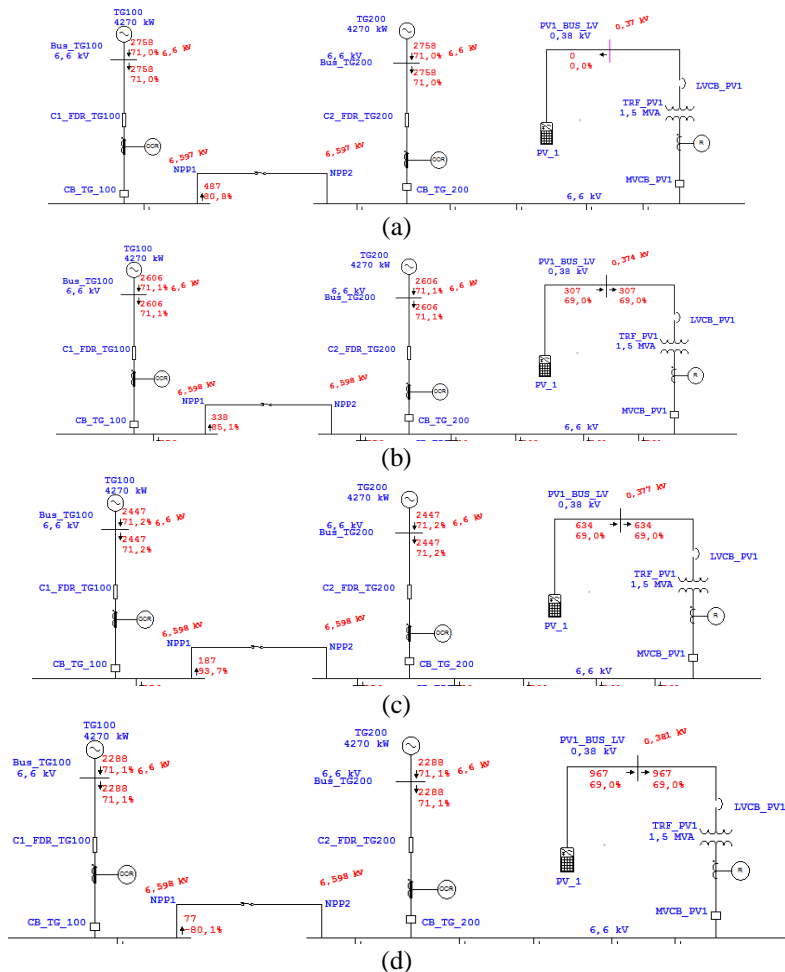
4.1.1 Analisa Aliran Daya

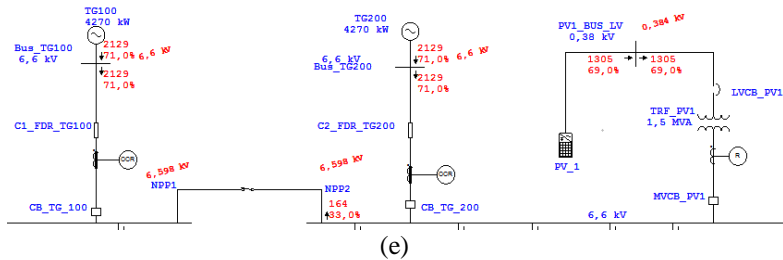
Berdasarkan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak ETAP 12.6.0, dengan adanya suplai dari sistem PLTS, maka suplai daya dari generator TG100 dan TG200 akan berkurang sejumlah dengan daya yang disuplai sistem PLTS. Jumlah daya yang berkurang tersebut besarnya selalu sama besar, sehingga generator TG100 dan TG200 akan selalu menyuplai daya yang besarnya selalu sama.

4.1.1.1 Kondisi Beban Minimum (A)

Pada hasil simulasi kondisi beban minimum atau saat beban bernilai 4MW, dapat dilihat pada kondisi awal atau saat nilai irradian 0 sehingga fotovoltaiik tidak menyuplai, generator TG100 dan TG200 masing – masing menyuplai beban dengan besar 2758 kVA dan dengan faktor daya 0,71. Bus NPP1 dan Bus NPP2 juga mempunyai tegangan 6,597 kV dimana rating masing – masing bus tersebut adalah 6,6 kV. Kemudian seiring dengan naiknya nilai irradians menuju 250, 750, dan 1000, fotovoltaiik mulai menyuplai daya ke sistem. Seiring dengan naiknya nilai irradian, maka daya yang disuplai fotovoltaiik akan ikut naik yang berarti suplai daya oleh generator mulai berkurang hingga akhirnya saat keadaan maksimum STC (*Standard Test Condition*) dimana nilai irradian bernilai 1000, maka fotovoltaiik akan menyuplai daya sebesar 1305 kVA dengan faktor daya yang selalu stabil pada nilai 0,69. Semakin tinggi suplai daya fotovoltaiik, maka faktor daya generator mulai meningkat seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.1**. Faktor daya awal generator TG100 dan TG200 adalah 0,71, saat kondisi maksimum, faktor

dayanya sedikit meningkat menjadi 0,712. Selain itu, tegangan bus NPP1 dan NPP2 juga sedikit meningkat dari 6,597 kV menjadi 6,598 kV atau meningkat sebesar 0,02%.

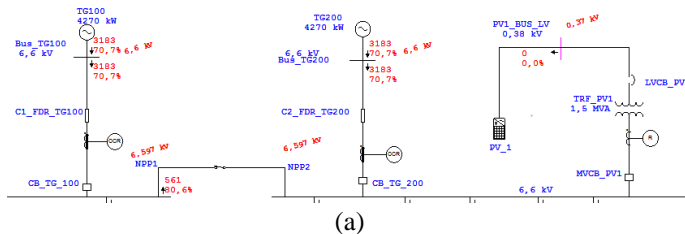


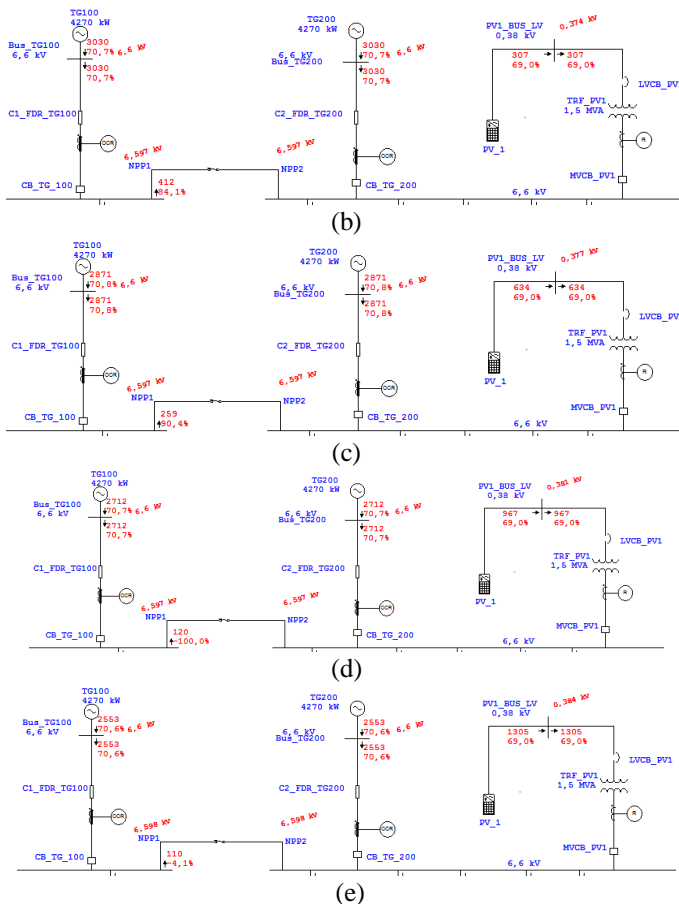


Gambar 4.1 Hasil simulasi aliran daya kondisi beban minimum pada saat nilai irradians bernilai (a) 0 (b) 250 (c) 500 (d) 750 (e) 1000

4.1.1.2 Kondisi Beban Rata-rata (B)

Pada hasil simulasi kondisi beban minimum atau saat beban bernilai 4,7MW, dapat dilihat pada kondisi awal atau saat nilai irradian 0 sehingga fotovoltaik tidak menyuplai, generator TG100 dan TG200 masing – masing menyuplai beban dengan besar 3183 kVA dan dengan faktor daya 0,707. Bus NPP1 dan Bus NPP2 juga mempunyai tegangan 6,597 kV dimana rating masing – masing bus tersebut adalah 6,6 kV. Kemudian seiring dengan naiknya nilai irradians menuju 250, 750, dan 1000, fotovoltaik mulai menyuplai daya ke sistem. Seiring dengan naiknya nilai irradian, maka daya yang disuplai fotovoltaik akan ikut naik yang berarti suplai daya oleh generator mulai berkurang hingga akhirnya saat keadaan maksimum STC (*Standard Test Condition*) dimana nilai irradian bernilai 1000, maka fotovoltaik akan menyuplai daya sebesar 1305 kVA dengan faktor daya yang selalu stabil pada nilai 0,69. Semakin tinggi suplai daya fotovoltaik, maka faktor daya generator mulai meningkat seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.2**. Faktor daya awal generator TG100 dan TG200 adalah 0,707, saat kondisi maksimum, faktor dayanya sedikit meningkat menjadi 0,708. Selain itu, tegangan bus NPP1 dan NPP2 juga sedikit meningkat dari 6,597 kV menjadi 6,598 kV atau meningkat sebesar 0,02%.



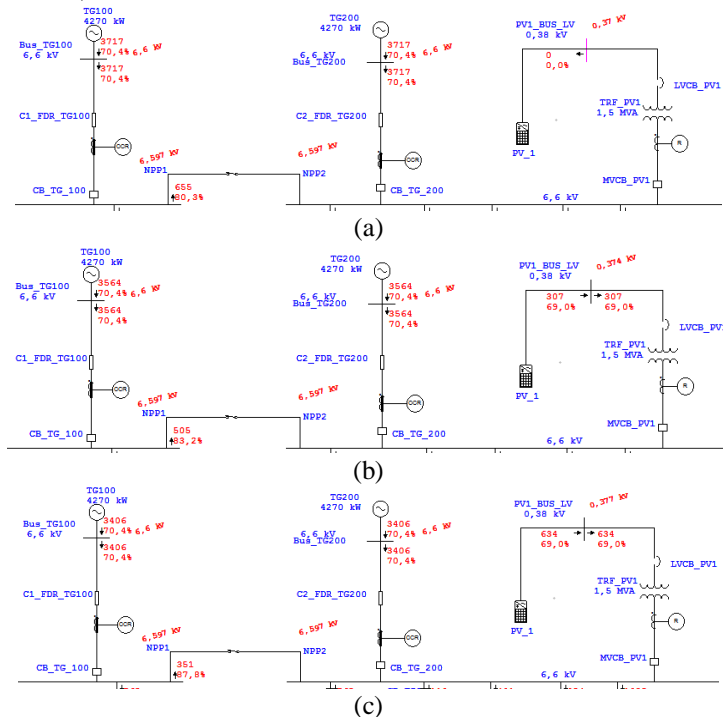


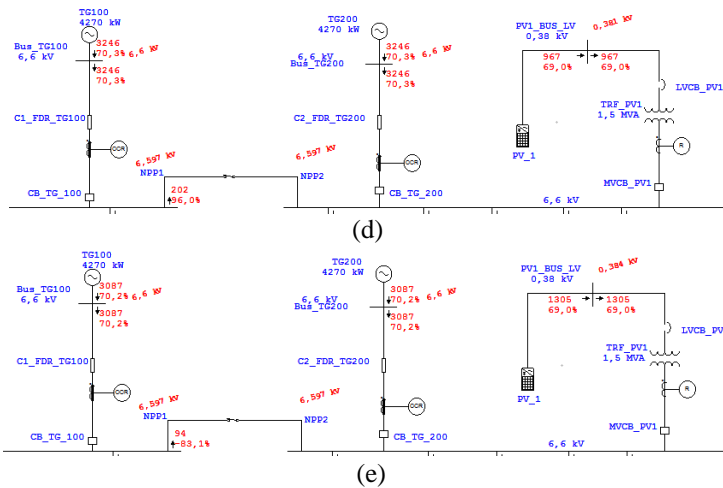
Gambar 4. 2 Hasil simulasi aliran daya kondisi beban rata -rata pada saat nilai irradiansi bernilai (a)0 (b) 250 (c) 500 (d) 750 (e) 1000

4.1.1.3 Kondisi Beban Maksimum (C)

Pada hasil simulasi kondisi beban minimum atau saat beban bernilai 5,4MW, dapat dilihat pada kondisi awal atau saat nilai irradiansi 0 sehingga fotovoltaik tidak menyuplai, generator TG100 dan TG200 masing – masing menyuplai beban dengan besar 3717 kVA dan dengan faktor daya 0,704. Bus NPP1 dan Bus NPP2 juga mempunyai tegangan 6,597 kV dimana rating masing – masing bus tersebut adalah 6,6 kV.

Kemudian seiring dengan naiknya nilai irradians menuju 250, 750, dan 1000, fotovoltaik mulai menyuplai daya ke sistem. Seiring dengan naiknya nilai irradian, maka daya yang disuplai fotovoltaik akan ikut naik yang berarti suplai daya oleh generator mulai berkurang hingga akhirnya saat keadaan maksimum STC (*Standard Test Condition*) dimana nilai irradian bernilai 1000, maka fotovoltaik akan menyuplai daya sebesar 1305 kVA dengan faktor daya yang selalu stabil pada nilai 0,69. Semakin tinggi suplai daya fotovoltaik, maka faktor daya generator mulai meningkat seperti pada **Gambar 4.3**. Faktor daya awal generator TG100 dan TG200 adalah 0,704, saat kondisi maksimum, faktor dayanya sedikit meningkat menjadi 0,702. Selain itu, tegangan bus NPP1 dan NPP2 juga sedikit meningkat dari 6,597 kV menjadi 6,598 kV atau meningkat sebesar 0,02%.





Gambar 4. 3 Hasil simulasi aliran daya kondisi beban maksimum pada saat nilai irradiansi bernilai (a)0 (b) 250 (c) 500 (d) 750 (e) 1000

Hasil data simulasi lebih lengkap ditampilkan pada **Tabel 4.1** dan **Tabel 4.2**. Pada tabel tersebut terlihat perubahan – perubahan pada sistem kelistrikan eksisting seperti perbandingan perubahan daya, perubahan tegangan, dan juga perubahan faktor daya.

Tabel 4. 1 Data tegangan simulasi aliran daya

Case	Irradiance	Tegangan Bus					
		Node_PV1(kV)	(%)	V bus NPP_1(kV)	(%)	Vbus NPP_2 (kV)	(%)
A (min)	0	0,37	97,37	6,597	99,95	6,597	99,95
	250	0,374	98,42	6,598	99,97	6,598	99,97
	500	0,378	99,47	6,598	99,97	6,598	99,97
	750	0,381	100,26	6,598	99,97	6,598	99,97
	1000	0,385	101,32	6,598	99,97	6,598	99,97

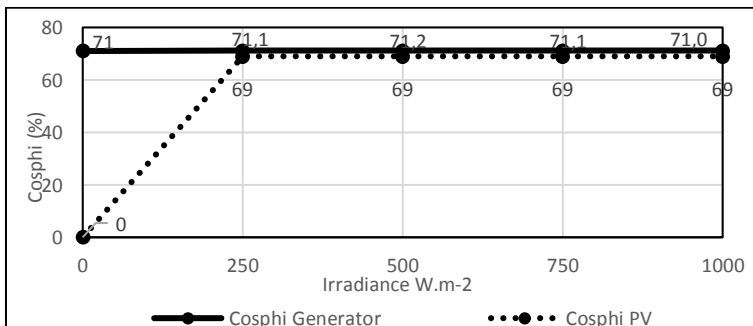
Case	Irradiance	Tegangan Bus					
		Node_PV1(kV)	(%)	V bus NPP_1(kV)	(%)	Vbus NPP_2 (kV)	(%)
B (avg)	0	0,37	97,37	6,597	99,95	6,597	99,95
	250	0,374	98,42	6,597	99,95	6,597	99,95
	500	0,378	99,47	6,597	99,95	6,597	99,95
	750	0,381	100,26	6,597	99,95	6,597	99,95
	1000	0,385	101,32	6,598	99,97	6,598	99,97
C (max)	0	0,37	97,37	6,597	99,95	6,597	99,95
	250	0,374	98,42	6,597	99,95	6,597	99,95
	500	0,377	99,21	6,597	99,95	6,597	99,95
	750	0,381	100,26	6,597	99,95	6,597	99,95
	1000	0,385	101,32	6,597	99,95	6,597	99,95

Tabel 4. 2 Data daya dan faktor daya hasil simulasi aliran daya

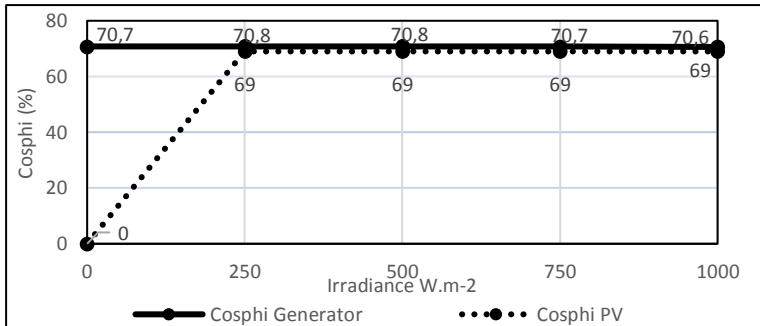
Case	Irradiance	Daya (KVA)			Cosphi(%)		
		TG100	TG200	PV	TG100	TG200	PV
A (min)	0	2758	2758	0	71	71	0
	250	2606	2606	307	71,1	71,1	69
	500	2447	2447	634	71,2	71,2	69
	750	2288	2288	967	71,1	71,1	69
	1000	2129	2129	1305	71,2	71,0	69
B (avg)	0	3183	3183	0	70,7	70,7	0
	250	3030	3030	307	70,7	70,7	69
	500	2871	2871	634	70,8	70,8	69
	750	2712	2712	967	70,7	70,7	69
	1000	2553	2553	1305	70, 6	70, 6	69

Case	Irradiance	Daya (KVA)			Cosphi(%)		
		TG100	TG200	PV	TG100	TG200	PV
C (max)	0	3717	3717	0	70,4	70,4	0
	250	3564	3564	307	70,4	70,4	69
	500	3406	3406	634	70,4	70,4	69
	750	3246	3246	967	70,3	70,3	69
	1000	3087	3087	1305	70,2	70,2	69

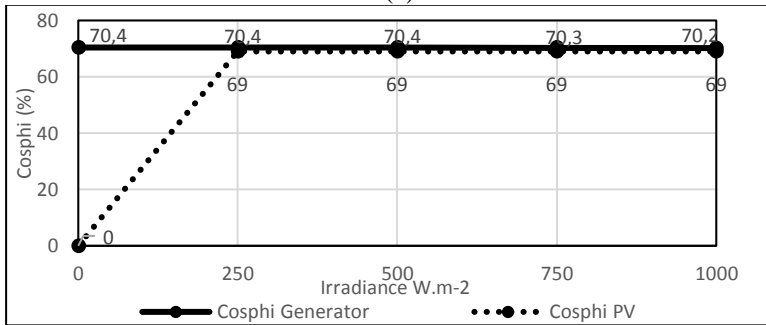
Data – data yang diperoleh pada tabel diatas, diolah kembali dalam bentuk grafik sehingga lebih mudah untuk dilakukan perbandingan. Perbandingan faktor daya, suplai daya, dan tegangan sistem eksisting akibat adanya sistem PLTS ditunjukkan pada **Gambar 4.4**, **Gambar 4.5**, dan **Gambar 4.6** dibawah ini.



(a)

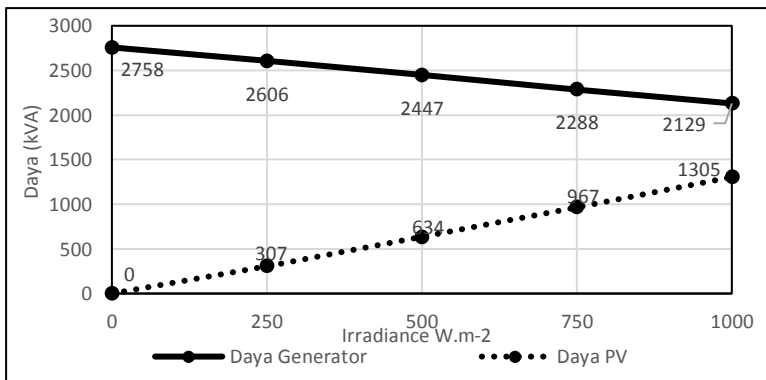


(b)

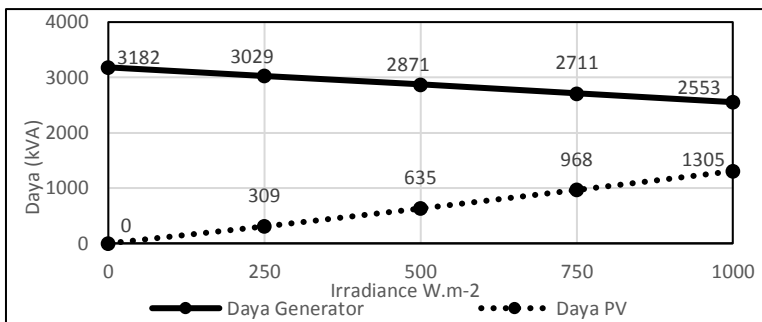


(c)

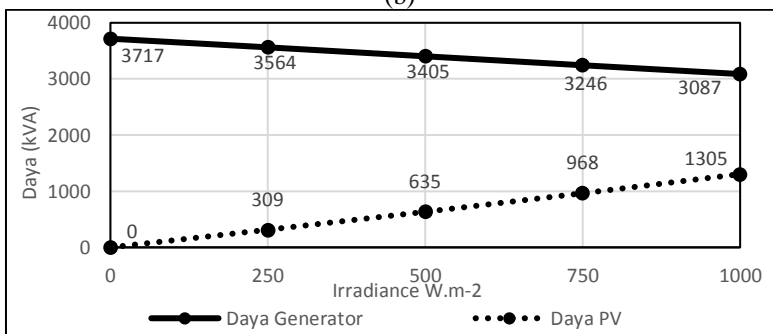
Gambar 4. 4 Perbandingan Faktor Daya Pada Kondisi Pembebanan (a) Minimum (b) Rata – rata (c) Maksimum



(a)

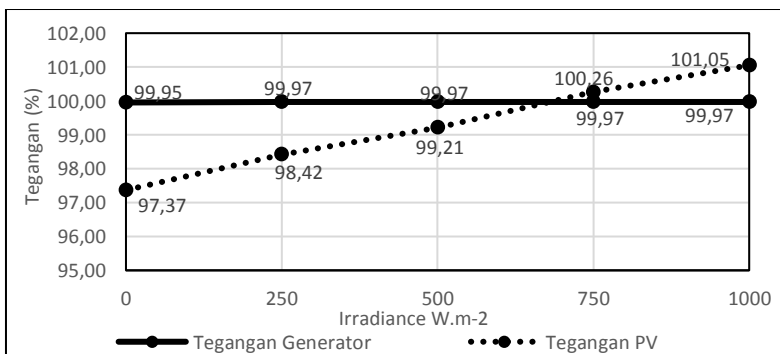


(b)

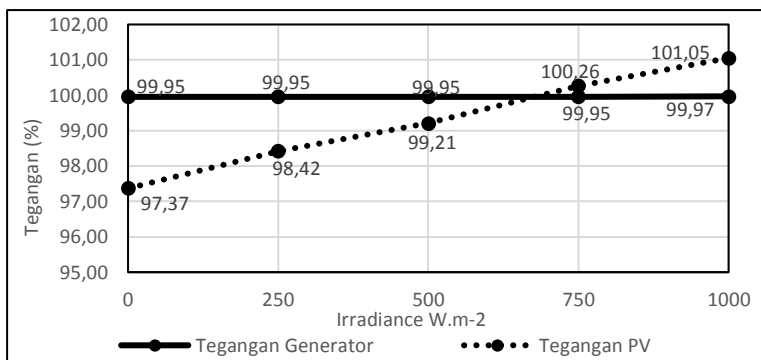


(c)

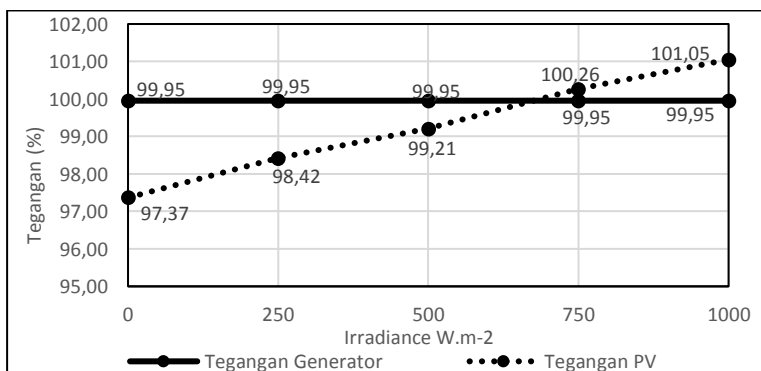
Gambar 4. 5 Perbandingan Aliran Daya Pada Pembebanan (a) Minimum (b) Rata – rata (c) Maksimum



(a)



(b)



(c)

Gambar 4. 6 Perbandingan Perubahan Tegangan Pada Pembebanan (a) minimum (b) Rata-rata (c) Maksimum

4.1.2 Analisa Hubung Singkat

Dari hasil simulasi analisa hubung singkat, variabel yang dibandingkan adalah nilai arus gangguan hubung singkat pada kerja sejenak (*Momentary Duty*) dan kerja pemutusan (*Interrupting Duty*) terhadap kemampuan dari CB yang disetting sesuai dengan data dan drawing. Hasil simulasi tersebut dapat terlihat pada tabel di bawah

Tabel 4. 3 Hasil Simulasi Hubung Singkat Momentary Duty

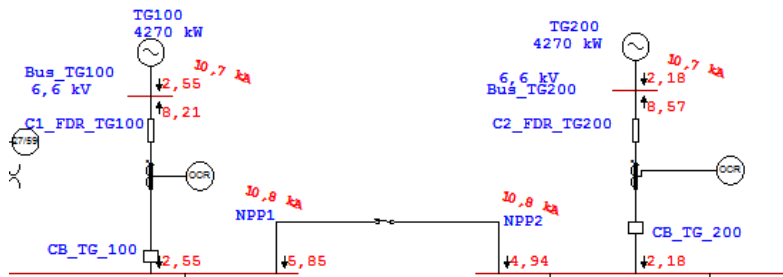
Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
Node_PV1	0,38	NPP2	Cable Bus	62,3		38,9	38,9	62,43	
NPP1	6,6	NPP1	Switchgear	39	65.81	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_WTPA	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_TZ1	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_WIP1	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_8C	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_TG_100	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_NPP1	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
NPP2	6,6	NPP2	Switchgear	39	65.81	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_WIP2	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51
	6,6	CB_TZ2	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	39,01	39,51

Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Asymm. kA rms Duty (%)	Asymm. kA Peak Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak		
NPP2	6,6	CB_WTPB	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	41,12	41,94
	6,6	CB_RMU3	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	41,12	41,94
	6,6	CB_RMU7C	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	41,12	41,94
	6,6	CB_NPP2	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	41,12	41,94
	6,6	CB_TG_200	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	41,12	41,94
	6,6	Swt_MV_CB	5 cy Sym CB	37	62	15,215	26,003	41,12	41,94

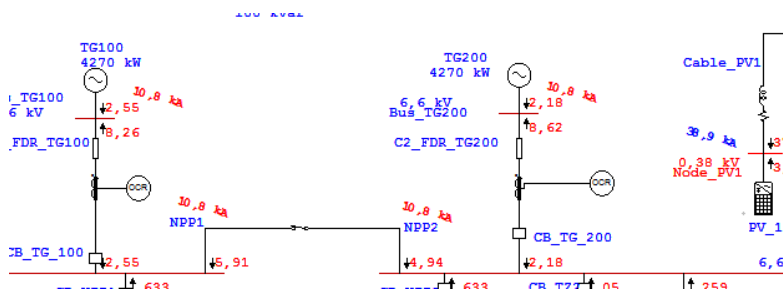
Tabel 4. 4 Hasil Simulasi Hubung Singkat Interrupting Duty

Bus		Device		Device Capability		Momentary Duty		Symm. kA rms Duty (%)	Adj. Sym. kA rms Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Rated Int,	Adjusted Int.	Symm. kA rms	Adj. Sym kA Peak		
PV1_BUS_LV	0,38	LVCB_PV1	Molded Case	85	85	59,25	59,25	69,71	69,71
NPP1	6,6	NPP1	Switchgear	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_WTPA	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_TZ1	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_WIP1	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_8C	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_TG_100	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_NPP1	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
NPP2	6,6	NPP2	Switchgear	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_WIP2	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44
	6,6	CB_TZ2	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	26,003	43,06	34,44

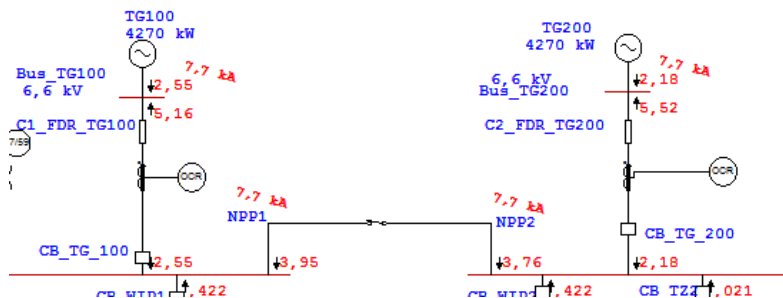
Bus		Device		Device Capability		Interrupting Duty		Symm. kA rms Duty (%)	Adj. Sym. kA rms Duty (%)
ID	kV	ID	Type	Rated Int.	Adjusted Int.	Symm. kA rms	Adj. Sym. kA Peak		
NPP2	6,6	NPP2	Switchgear	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_WIP2	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_TZ2	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_WTPB	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_RMU3	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_RMU7C	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_NPP2	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	CB_TG_200	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44
	6,6	Swt_MV_CB	5 cy Sym CB	18	22,5	7,751	7,751	43,06	34,44



Gambar 4. 7 Hasil simulasi momentary duty sebelum pemasangan sistem PLTS



Gambar 4. 8 Hasil simulasi momentary duty sesudah pemasangan sistem PLTS



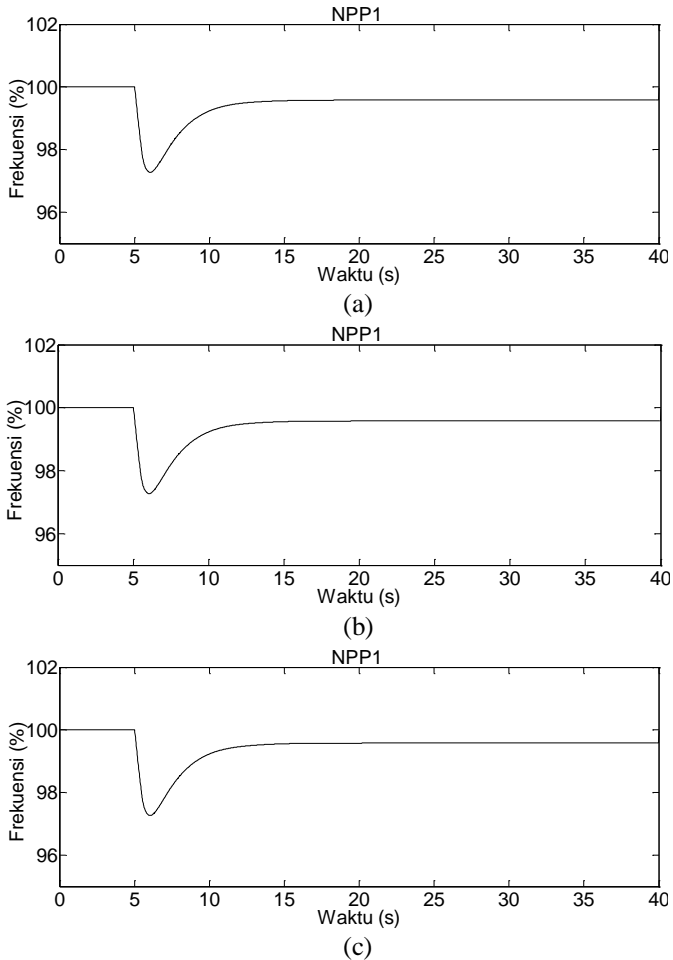
Gambar 4. 9 Hasil simulasi interrupting duty sebelum pemasangan sistem PLTS

Tabel 4. 5 Hasil data simulasi kestabilan transien

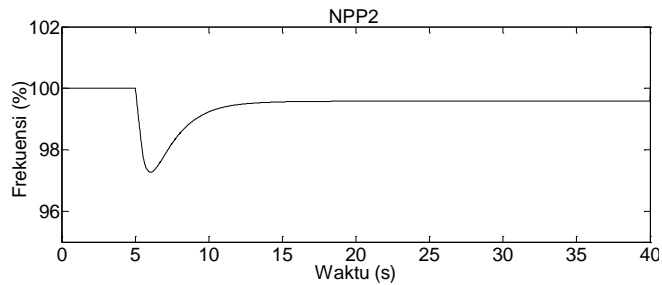
Kasus	Beban	Observasi	Bus Frekuensi (%)	Bus Tegangan (%)
			NPP1/NPP2	NPP1/NPP2
A	Minimum	Minimum	97,275	97,145
		Maksimum	100	101,17
		Steady	99,581	99,944
	Rata-rata	Minimum	97,273	96,897
		Maksimum	100	101,359
		Steady	99,58	99,937
	Maksimum	Minimum	97,268	96,599
		Maksimum	100	101,578
		Steady	99,579	99,93
B	Minimum	Minimum	97,912	97,145
		Maksimum	100,036	100,829
		Steady	99,934	99,968
	Rata-rata	Minimum	97,916	96,897
		Maksimum	100,388	101,129
		Steady	100	99,968
	Maksimum	Minimum	97,912	96,599
		Maksimum	100,78	101,516
		Steady	100,067	99,961

Dari hasil simulasi, didapatkan data pada **Tabel 4.5**, bahwa hasil respon tegangan dan respon frekuensi pada bus NPP1 sama dengan respon pada bus NPP2. Untuk respon frekuensi pada kasus A, saat PLTS lepas dari sistem pada detik ke – 5 frekuensi turun ke nilai paling rendah saat pembebanan maksimum, yakni bernilai 97,268% diikuti beban rata-rata yang bernilai 97,273%, dan beban minimum 97,275%. Namun, untuk

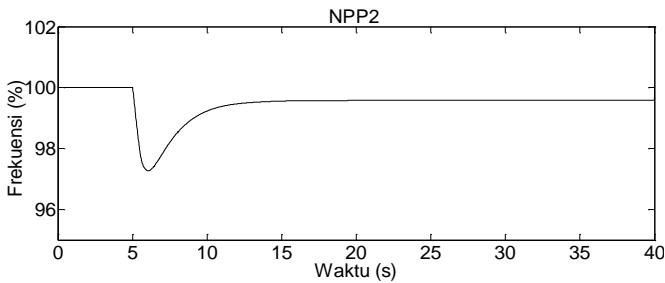
ketiga jenis pembebanan, nilai frekuensi tidak kembali ke awal atau bernilai 100%, namun menuju nilai 99,58%. Bisa dikatakan untuk ketiga jenis pembebanan pada kasus A, perubahan respon frekuensi menunjukkan nilai yang sama atau mendekati sama. Hasil simulasi ditunjukkan pada **Gambar 4.11**, dan **Gambar 4.12**



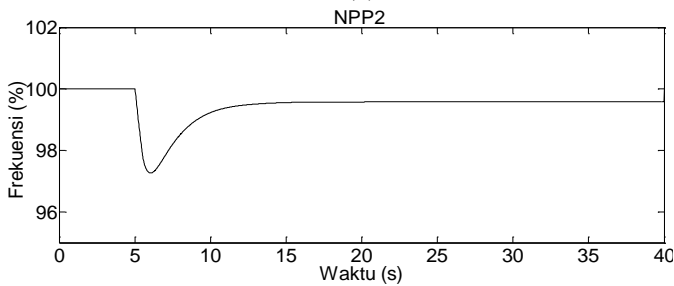
Gambar 4. 11 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP1 Kasus A Pembebanan (a) Rata - rata (b) Maksimum (c) Minimum



(a)



(b)

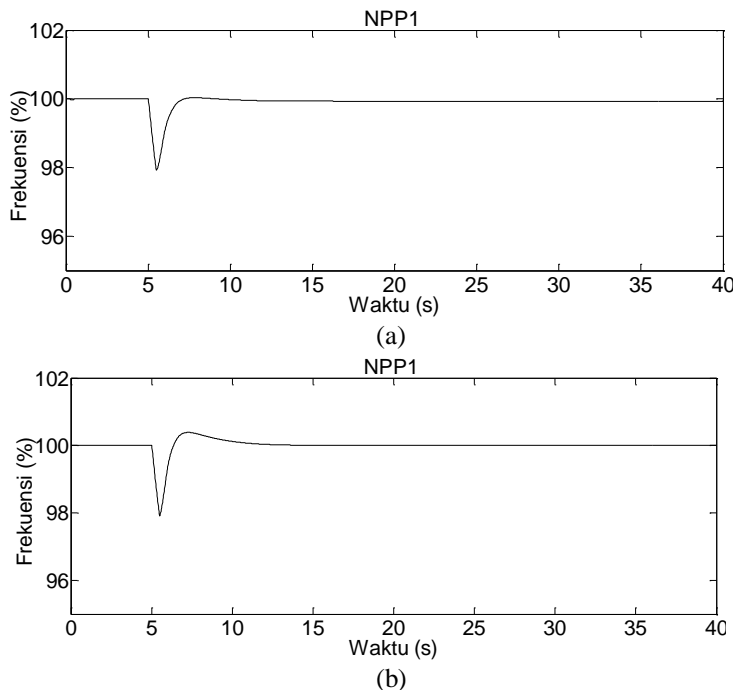


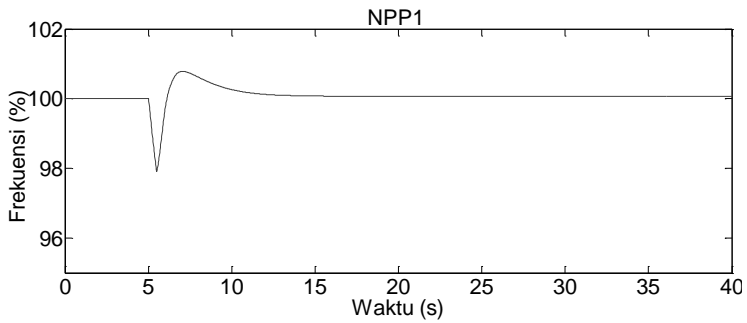
(c)

Gambar 4. 12 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP2 Kasus A Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum

Sementara itu untuk kasus B yang disertai dengan pelepasan beban pada detik ke – 5,5 didapatkan nilai minimum yang lebih tinggi ketimbang dengan kasus A, hal ini dikarenakan sebelum nilai frekuensi turun menuju

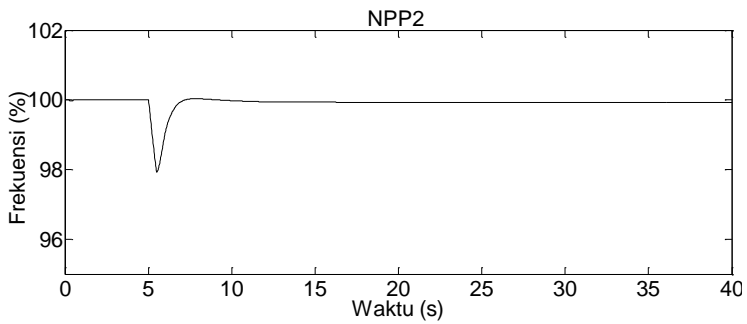
nilaiminimumnya, dilakukan pelepasan beban yang menyebabkan nilai frekuensi naik lebih dahulu sebelum ke titik minimumnya. Pada data didapatkan nilai minimum yang sama, yaitu dinilai 97,91%. Pelepasan beban menyebabkan nilai frekuensi naik beberapa persen. Dari ketiga jenis pembebanan, didapatkan nilai kenaikan terkestrrim pada kasus pembebanan maksimum yakni bernilai 100,78%. Meskipun hal ini adalah overvoltage, namun masih dalam batas yang diperbolehkan yakni 5%. Kemudian setelah melakukan pelepasan beban, nilai frekuensi berhasil kembali menuju nilai 100% kecuali untuk beban minimum yakni sebesar 99,93%. Hasil simulasi menunjukkan dengan adanya pelepasan beban, nilai frekuensi dapat kembali ke frekuensi awal. Namun secara keseluruhan, dengan adanya sistem PLTS, sistem kelistrikan eksisting masih terbilang stabil dilihat dari respon frekuensinya yang mana perubahannya tidak lebih dan tidak kurang dari 5%. Hasil simulasi ditunjukkan pada **Gambar 4.13** dan **Gambar 4.14**.



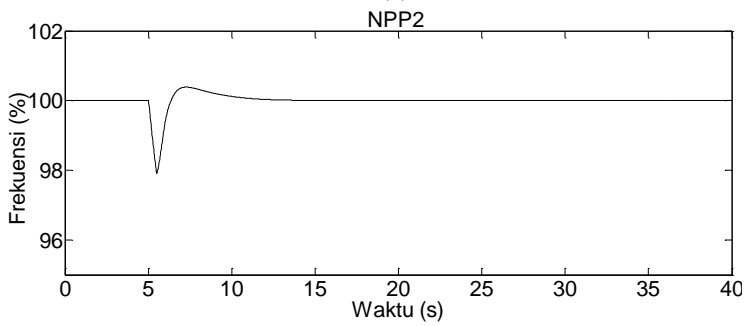


(c)

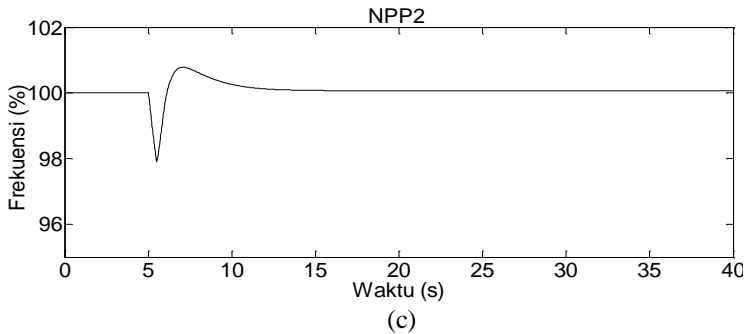
Gambar 4. 13 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP1 Kasus B Pada Pembebanan (a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum



(a)

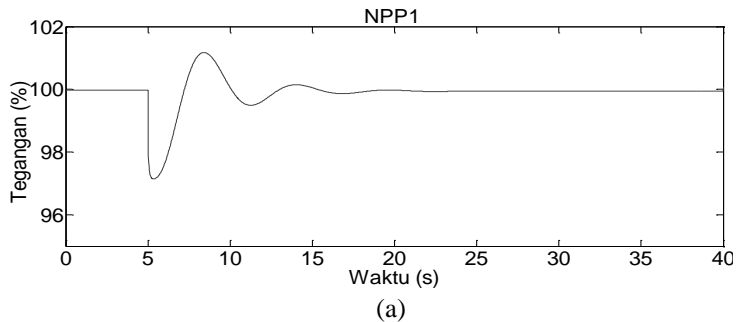


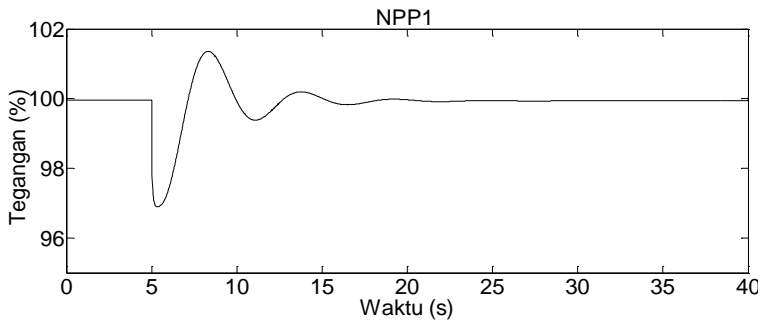
(b)



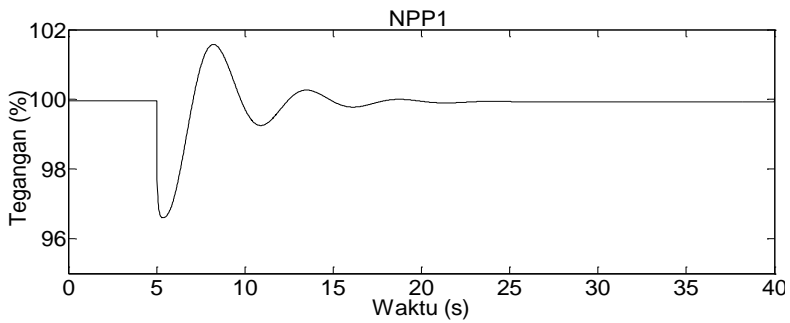
Gambar 4. 14 Hasil Respon Frekuensi Bus NPP2 Kasus B Pada Pembebanan
(a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum

Respon tegangan untuk bus NPP1 dan NPP2 juga didapatkan hasil yang sama, jika dilihat dari hasil respon tegangannya, untuk kasus A, saat detik ke – 5 nilai tegangannya turun paling rendah hingga 96,59% pada kondisi pembebanan maksimum, kemudian diikuti pembebanan rata – rata dengan nilai 96,89%, dan kondisi pembebanan minimum turun hingga 97,14%. Pada respon tegangan, tidak seperti respon frekuensi, saat tidak dilakukan pelepasan beban tetap terjadi lonjakan, dimana untuk kasus terekstrimnya yakni pada kondisi pembebanan maksimum yakni bernilai 101,578%, kemudian pembebanan rata – rata 101,35%, dan pembebanan minimum 101,17%. Meskipun terjadi lonjakan, namun angka steady – statenya tidak kembali pada nilai 100%,tetapi hanya sampai dengan 99,93 -99,94% saja. Meskipun begitu respon tegangan kasus A ini bisa dikatakan masih dalam batas aman, mengingat batas aman sendiri adalah perubahannya tidak lebih dan tidak kurang dari 5%. Hasil simulasi ini ditunjukkan oleh **Gambar 4.15** dan **Gambar 4.16**.



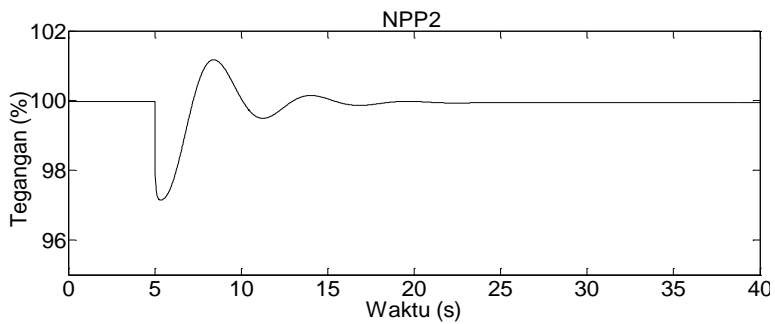


(b)

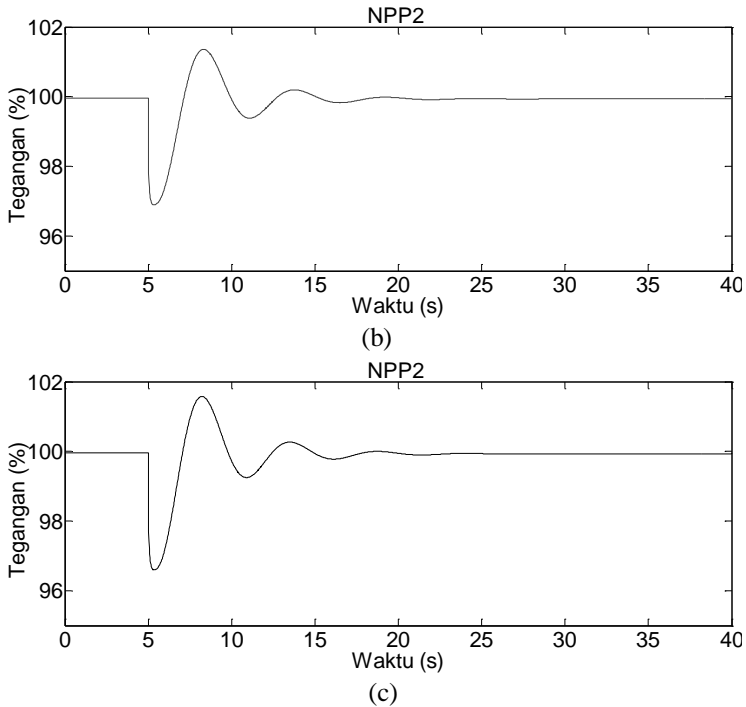


(c)

Gambar 4. 15 Hasil Respon Tegangan Bus NPP1 Kasus A Pada Pembebanan
(a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum



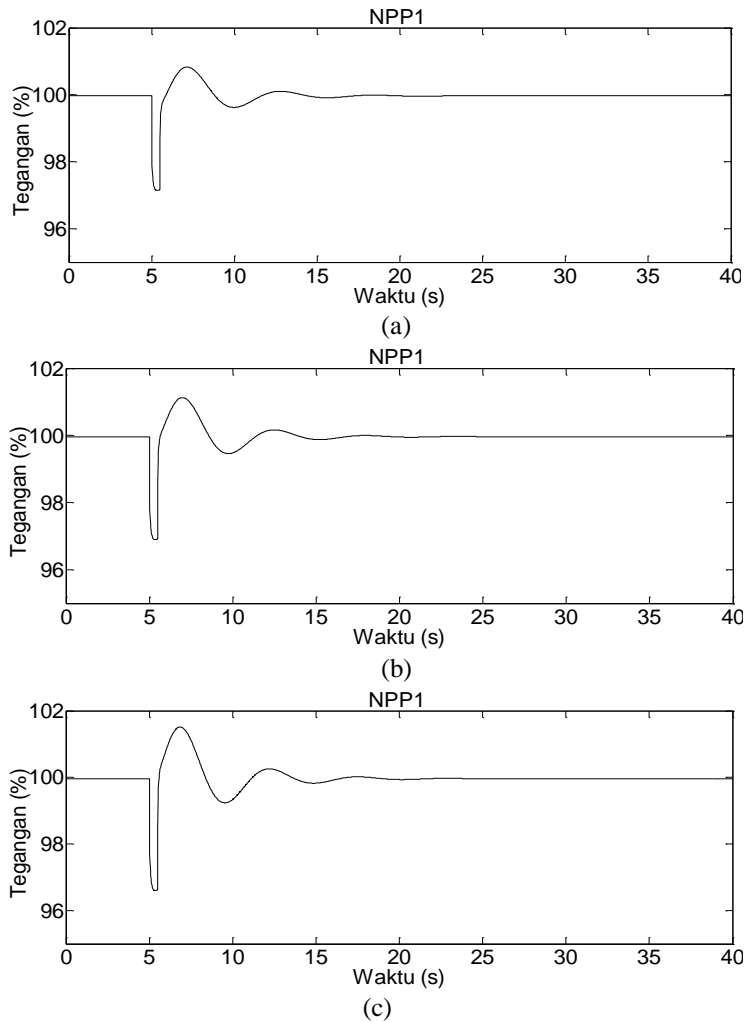
(a)



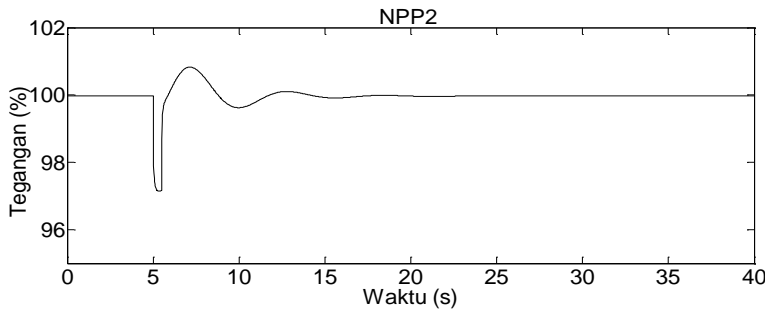
Gambar 4. 16 Hasil Respon Tegangan Bus NPP2 Kasus A Pada Pembebanan
(a) Rata – Rata (b) Maximum (c) Minimum

Selanjutnya untuk kasus B yang disertai dengan pelepasan beban, nilai minimum yang didapatkan sama dengan saat kasus A atau tanpa pelepasan beban. Hal ini berarti tegangan sudah dalam kondisi drop pada saat bernilai 97,14%, beberapa saat kemudian baru terjadi pelepasan beban. Hal yang berbeda disini adalah, dengan adanya pelepasan beban, lonjakan perubahan tegangan mempunyai nilai yang lebih kecil. Pada kondisi beban maksimum nilai maksimumnya adalah 101,51%, pada kondisi beban rata -rata nilai maksimumnya adalah 101,12%, dan pada kondisi beban minimum nilai maksimumnya adalah 100,82%. Ini berarti lonjakan yang terjadi mempunyai nilai lebih kecil 0,06 – 0,35%. Nilai steady – statenya tetap tidak mencapai 100%, namun terjadi kenaikan 0,02% - 0,03% dari kasus A. Seperti ditunjukkan pada data, pada kondisi beban maksimum dan rata - ratanilai steady – statenya 99,96%, kemudian

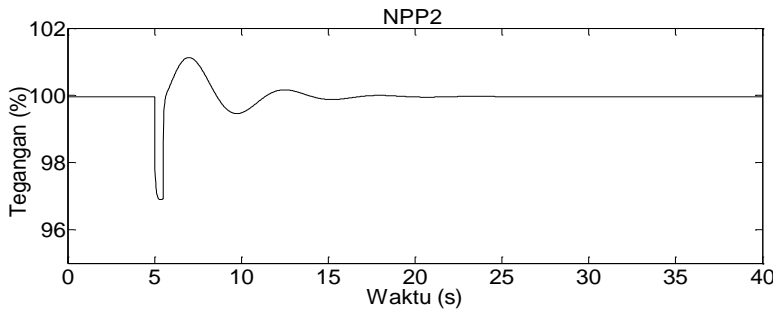
pada beban minimum bernilai 99,94%. Hasil simulasi ini ditunjukkan oleh **Gambar 4.17** dan **Gambar 4.18**.



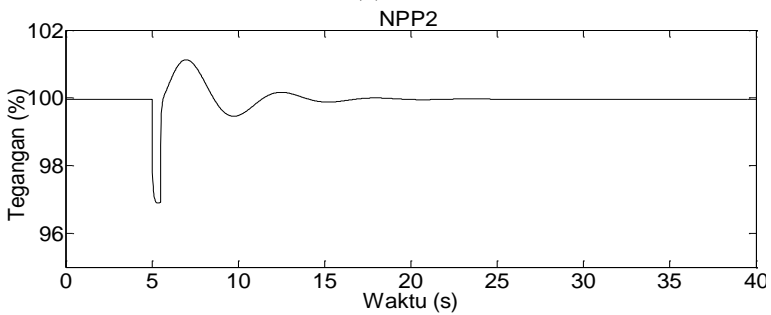
Gambar 4. 17 Respon Tegangan Pada Bus NPP1 Kasus B Dalam Pembebanan (a) Rata – rata (b) Maksimum (c) Minimum



(a)



(b)



(c)

Gambar 4. 18 Respon Tegangan Pada Bus NPP2 Kasus B Dalam Pembebanan
(a) Rata – rata (b) Maksimum (c) Minimum

Pada sistem proteksi sistem PLTS, digunakan sebuah buah LVCB (Low Voltage Circuit Breaker) dan sebuah HVCB (High Voltage Circuit Breaker). LVCB_PV1 digunakan untuk melindungi peralatan dari sumbuangan arus hubung singkat yang diberikan oleh PLTS dan MVCB_PV1 digunakan untuk melindungi sistem eksisting dari arus hubung singkat yang disuplai oleh trafo menuju sistem.



Manufacturer : Merlin Gerlin MICROLOGIC 6
Curve Type : Long Time & Short Time

FLA PV : 2252 A
 Sensor : 2500 A
 Iscmin 30 cycle : 24,84 kA (0,38kV)
 Isc max 4 cycle : 34,98 kA (0,38kV)

Long-Time

$1,05 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA}$
 $1,05 \times 2252 < \text{Iset} < 1,4 \times 2252$
 $2364,6 \text{ A} < \text{Iset} < 3152,8 \text{ A}$
 Dipilih Iset = 2400

Dengan sensor 2500, maka dapat dihitung $\text{Tap} = \frac{2400}{2500}$

Dipilih Tap = 0,96

Dipilih LT Band = 0,5

Short-Time

$1,6 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 0,8 \text{Isc min}$
 $1,6 \times 2252 < \text{Iset} < 0,8 \times 24840$
 $3603,2 < \text{Iset} < 19872$
 Dipilih Iset = 20000

Dengan sensor 2500, maka dapat dihitung $\text{Tap} = \frac{20000}{2500}$

Dipilih Tap = 8

Dipilih ST Band = 0,1

MVCCB PVI

Manufacturer : Merlin Gerlin Sepam 20
Curve Type : IEC Very Inverse
 FLA Sekudner Trafo : 131,2 A (6,6 kV)
 CT Ratio : 200/5
 Isc min 30cycle : 1,56 kA (6,6 kV)
 Isc max 4 cycle : 3,82 kA (6,6 kV)

Time Overcurrent Pickup

$1,05 \times \text{FLA} < \text{Iset} < 1,4 \times \text{FLA}$
 $1,05 \times 131,2 < \text{Iset} < 1,4 \times 131,2$
 $137,76 \text{ A} < \text{Iset} < 183,68 \text{ A}$
 Dipilih Iset = 180

Dengan CT 200/5, maka dapat dihitung $\text{Tap} = \frac{180}{200}$

Dipilih Tap = 1

Time Dial Setting

Dipilih kurva ANSI Inverse: Very Inverse

$$t(I) = 13,5 / ((I/I_s) - 1) \times t_d / 1,5$$

$$0,3 = 13,5 / ((I_{scmax}/(I_{set})) - 1) \times t_d / 1,5$$

$$0,3 = 13,5 / ((3820/150) - 1) \times t_d / 1,5$$

$$0,3 = 13,5 / 24,47 \times t_d / 1,5$$

$$t_d = 0,82$$

$$t_d \text{ dipilih} \geq 0,82$$

$$t_d \text{ dipilih} = 1$$

Instantaneous Pickup

$$1,6 \times FLA < I_{set} < 0,8 I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 131,2 < I_{set} < 0,8 \times 1560$$

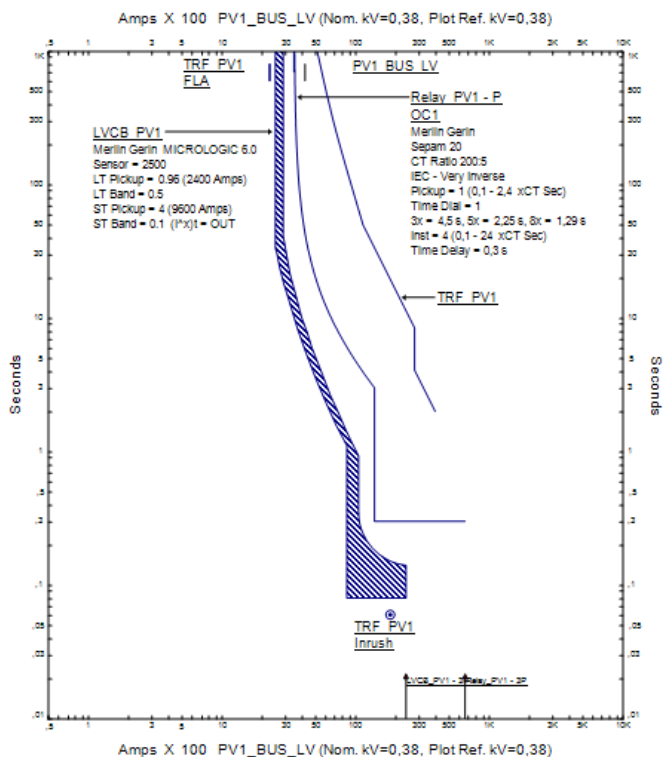
$$209,9 < I_{set} < 1248$$

$$\text{Dipilih } I_{set} = 1000$$

$$\text{Dengan CT 200/5, maka dapat dihitung Tap} = \frac{800}{200}$$

$$\text{Dipilih Tap} = 4$$

$$\text{Dengan } time \text{ delay} = 0,3s$$



Gambar 4. 20 Hasil Setting Proteksi

4.2 Analisa LCC

Berdasarkan hasil simulasi kelistrikan dan panel surya yang sudah dilakukan, bisa dilakukan perhitungan biaya

4.2.1 Total Biaya Kredit

Sudah dijlaskan sebelumnya bahwa PT Pertamina EP Tanjung meminjam biaya selama 15 tahun dengan bunga bank konstan bernilai 10%. Rincian biaya investasi yang harus dibayarkan selama 15 tahun dapat dilihat pada **Tabel 4.6**.

Tabel 4. 6 Rincian Biaya Investasi

No	Nama Barang	Spesifikasi	Satuan	Indeks	Harga Satuan	Harga Total
1	Panel Surya	Seraphim 275Wp	unit	3519	Rp2.786.000	Rp9.803.934.000
2	Rangka Panel	Pondasi Aluminium	m2	5900	Rp240.000	Rp1.416.000.000
3	String Inverte	SMA Inverter 60kVA	set	17	Rp115.850.000	Rp1.969.450.000
4	Kabel PV - Inverter	NYAF 1 x 35mm	m	408	Rp28.000	Rp11.424.000
5	Kabel trafo - cubicle	NYAF 1 x 400mm	m	211	Rp300.000	Rp63.300.000
6	Rele	Merlin Gerrin Sepam 20		1	Rp29.193.997	Rp29.193.997
7	LVCB	Merlin Gerin 600A	Unit	1	Rp45.000.000	Rp45.000.000
8	HVCB	Siemens 7- GMI-500	unit	1	Rp273.000.000	Rp273.000.000
9	Pemasangan modul			1	Rp70.000.000	Rp70.000.000
10	Comssioning			1	Rp70.000.000	Rp70.000.000
11	Pagar keliling		m	380	Rp150.000	Rp57.000.000
					TOTAL	Rp13.808.301.997

Jika biaya yang harus dibayarkan sebesar Rp. 13.808.301.997 maka besarnya biaya yang harus dibayarkan PT. Pertamina EP Tanjung pertahunnya dapat dihitung sebagai berikut

$$NPV = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

$$F = NPV \times (1 + i)^n \quad (4.2)$$

$$57.868.680.380 \text{ Rupiah} = 13.808.301.997 \times (1 + 0,1)^{15} \quad (4.3)$$

$$\text{Jumlah dibayar per tahun} = \frac{F}{n} \quad (4.4)$$

$$3.857.912.025 \text{ Rupiah} = \frac{57.868.680.380}{15} \quad (4.5)$$

dimana:

NPV : Net Present Value atau nilai ekonomi saat ini
 F : Biaya yang dikeluarkan pada tahun tertentu
 i : Discount rate (tingkat bunga perbankan)
 n : Tahun dimana biaya terjadi.

4.2.2 Profit dari sistem PLTS

Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, profit yang dihitung pada analisa cash flow ini didapat dari besarnya biaya diesel untuk PLTD (Pembangkit Listrik Tenaga Diesel) yang dihemat karena penggunaan energi yang berkurang akibat adanya suplai dari sistem PLTS.

Tabel 4. 7 Data Kebutuhan Bahan Bakar Selama Sebulan

Hari ke-	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
gas (MMscfd)	1,3	1,22	1,270	1,154	1,233	1,198	1,146	1,212	1,179	1,203
solar (liter)	3000	6929	4233	5931	5828	2642	4350	4300	2891	3116
Beban (kW)	4670	4850	4770	4744	4630	4560	4500	4740	4500	4620

Hari ke-	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
gas (MMscfd)	1,100	1,102	1,160	1,276	1,198	1,192	1,224	1,237	1,132	1,132
solar (liter)	1554	2735	1974	1126	0	0	0	2987	7566	6486
Beban (kW)	4597	4541	4505	4320	4320	4380	4490	5020	5000	4910

Hari ke-	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
gas (MMscfd)	1,094	1,150	1,118	1,101	1,139	1,111	1,170	1,035	1,089	1,020
solar (liter)	5695	5358	6390	6385	6460	6400	5032	7370	5530	7434
Beban (kW)	4720	4740	5010	4860	4840	4876	4750	4735	4790	4700

Tabel 4.7 diatas menunjukkan kebutuhan energi bahan bakar dan beban pada bulan Juni 2017. Meskipun nilainya selama sebulan berfluktuasi, namun jika diambil nilai rata – ratanya, nilai kebutuhan bahan bakarnya yakni sebesar 1,163116211 MMscfd, 4323,4 liter, untuk memenuhi 4689,6 kW selama sebulan. Untuk mengetahui total kebutuhan bahan bakar total, maka keebutuhan gas dan kebutuhan solar dikonversi dalam

satuan megajoule dimana 1,163116211 MMscfd (*Million Square Gas Feet per Day*) menjadi sebesar 1276237,7 megajoule dan 4323,4 liter menjadi sebesar 164023,7 megajoule yang berarti total kebutuhan energi bahan bakar seluruhnya yakni sebesar 1440261,4 megajoule. Kemudian untuk beban rata – rata 4689,6 kW, jika dikonversi menjadi kWh dengan waktu kerja selama 24 jam maka akan menjadi 112550,4 kWh, atau dalam persenan penggunaan bahan bakarnya setara dengan 12% solar dan 88% gas alam

$$\text{Bahan bakar/kWh} = \frac{\text{Total energi bahan bakar (Megajoule)/hari}}{\text{Total kebutuhan beban (kWh)/hari}} \quad (4.6)$$

$$12,79 \text{ megajoule/kWh} = \frac{1440261,4}{112550,4} \quad (4.7)$$

Jika kebutuhan energi bahan bakar/kWh diatas diasumsikan sama selama setahun, maka penggunaan solar per kWh adalah

$$\text{Solar per kWh} = 12,79 \times 12\% = 1,535 \text{ megajoule/kWh}$$

Jika 1 megajoule setara dengan 0,0379 liter solar dan harga solar per liter adalah Rp. 8500, maka 1,535 megajoule setara dengan Rp. 494,5.

$$\text{Gas alam per kWh} = 12,79 \times 88\% = 11,2552 \text{ megajoule/kWh}$$

Jika 1 megajoule setara dengan 1,097 scf (*Square Gas Feet*) gas alam dan harga gas alam per Mscf adalah 4,88 US Dollar dengan 1 US Dollar adalah Rp. 14000, maka 11,2552 megajoule setara dengan Rp. 843,5. Sehingga biaya bahan bakar per kWhnya adalah Rp. 1.338. Untuk kebutuhan energi per harinya adalah 112,5 MWh, maka jumlah biaya pembangkitan per harinya adalah

$$150,5 \text{ Juta Rupiah} = 1.338 \times 112,5 \text{ MWh}$$

Untuk energi yang dihasilkan PLTS yakni sebesar 1129 MWh per tahun, maka jumlah biaya yang dapat dihemat yakni sebesar

$$1,51 \text{ Milyar Rupiah} = 1129 \text{ MWh} \times 1.338$$

Sehingga total biaya yang bisa dihemat adalah sebesar 1,51 Milyar rupiah/tahunnya. Jumlah uang inilah yang akan dihitung sebagai profit dari perhitungan biaya nantinya.

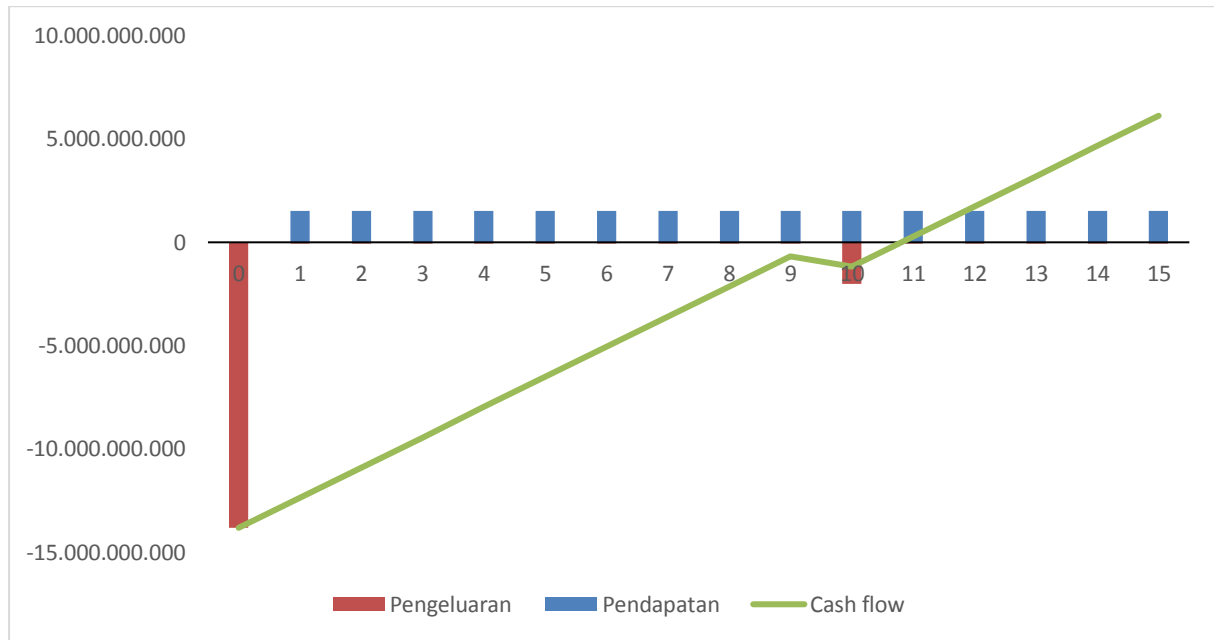
4.2.3 Cash flow

Hasil analisa cash flow ditampilkan pada **Tabel 4.8** dimana energi yang dihasilkan sistem PLTS dianggap konstan pada nilai 1129 MWh/Tahun, kemudian biaya O&M (*Operating and Maintenance*) juga dianggap konstan pada nilai 50.000.000 rupiah/tahun. Pada tabel dibawah hanya ada pengeluaran investasi diawal, biaya operasi sekaligus *maintenance* dan biaya penggantian inverter saja, penggantian modul fotovoltaik dilakukan selama 20 tahun sekali.

Pada tabel juga dapat dilihat bahwa *payback period* terjadi pada tahun ke-10 atau dipertengahan tahun ke-10 telah terjadi balik modal dari penghematan energi oleh adanya tambahan sistem PLTS dengan kapasitas 1MWp. Meskipun terjadi *payback period* pada tahun ke- 10, dapat dikatakan layak atau bagus karena terjadi sebelum waktu angsuran berakhir, namun hal ini bisa dikatakan tidak terlalu bagus karena terjadi di tahun terkahir. Bisa dikatakan meskipun dengan adanya sistem PLTS menguntungkan, dibandingkan dengan harga investasinya sendiri, keuntungan yang didapat tergolong rendah jika melihat aliran *cash flow*nya. *Cash flow* dari sistem PLTS tersebut secara grafik dapat ditampilkan pada

Tabel 4. 8 Cash Flow Selama 15 Tahun

Tahun		Produksi Energi Tahunan	Investasi	O & M	Pendapatan	Cash flow	Payback Period
		kWh/Tahun	Rp/Tahun	Rp/Tahun	Rp/Tahun	Rp/Tahun	Rp/Tahun
2018	0		-13.808.301.997		0	-13.808.301.997	-13.808.301.997
2019	1	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-12.348.301.997
2020	2	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-10.888.301.997
2021	3	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-9.428.301.997
2022	4	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-7.968.301.997
2023	5	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-6.508.301.997
2024	6	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-5.048.301.997
2025	7	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-3.588.301.997
2026	8	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-2.128.301.997
2027	9	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	-668.301.997
2028	10	1129000	-1.969.450.000	-50.000.000	1.510.000.000	-509.450.000	-1.177.751.997
2029	11	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	282.248.003
2030	12	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	1.742.248.003
2031	13	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	3.202.248.003
2032	14	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	4.662.248.003
2033	15	1129000		-50.000.000	1.510.000.000	1.460.000.000	6.122.248.003



Gambar 4. 21 Cash Flow

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

Bab V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berikut adalah kesimpulan berdasarkan hasil simulasi dan analisis mengenai studi kelayakan pembangunan dan pemasangan PLTS dengan kapasitas 1MWp pada sistem kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung:

1. Dari segi lokasi, kelistrikan, dan biaya dapat disimpulkan bahwa pembangunan dan pemasangan PLTS dengan kapasitas 1MWp layak dilaksanakan.
2. Dari segi lokasi, area yang disediakan dapat mencukupi rancangan sistem PLTS yang akan dibangun sehingga dapat dikatakan layak.
3. Dari segi kelistrikan, sistem kelistrikan eksisting menunjukkan adanya perubahan setelah terpasang sistem PLTS, namun tidak ada perubahan yang signifikan sehingga secara kelistrikan bisa dikatakan layak.
4. Dari segi biaya, *payback period* terjadi dalam jangka waktu 15 tahun yang mana merupakan lamanya kredit, sehingga bisa dikatakan layak.

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan dari studi ini untuk di masa yang akan datang adalah melakukan studi atau simulasi terkait dengan mencari nilai optimum atau besarnya kombinasi pembangkitan *hybrid* yang dapat diperoleh. Sehingga nantinya dapat diketahui dengan biaya investasi yang sama, berapa kapasitas optimum untuk pembangkit PLTS yang harus dibangun, dan pembangkit PLTD yang juga harus dibangun. Studi ini adalah tahapan awal dari studi kelayakan karena kombinasi pembangkitan merupakan studi lebih lanjut yang membahas mengenai *economic dispatch*. Sehingga dengan adanya studi lebih lanjut mengenai studi kelayakan, diharapkan dasaran untuk aplikasi studi kelayakan pada industri menjadi lebih luas.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] G. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Canada: John Wiley & Sona, 2004.
- [2] M. Gradella, J. R. Gazoli dan E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [3] S. Hadi, *Power System Analysis*, WCB McGraw-Hill, 1999
- [4] M. Zarghami, B. Kaviani, F. Tavatli, and M. Vaziri, "Complex power optimization of photovoltaic systems," 2014, pp. 1-5.
- [5] O.G. Mrehel, A. S. Shamek, and M. D. Hamouda, "Power ststem transient stability investigation in tge presence of photovoltaic generation," 2016, pp, 563-568.
- [6] N. Mourad and B. Mohamed, "Short circuit current contribution of distributed photovoltaic integration on radial distribution networks," 2015, pp. 1-4.
- [7] D. Mittal, B. K. Saxena, and K. V. S. Rao, "Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility at Kota in Rajasthan," 2017, pp. 1-7.
- [8] P. Yadav, N. Kumar, and S. . Chandel, "Simulation and performance aalysis of a 1kWp photovoltaic system using Pvsyst," 2015, pp. 0358-0363.
- [9] G. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Canada: John Wiley & Sona, 2004
- [10] M. Gradella, J. R. Gazoli dan E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009
- [11] Krismadinata, N. Abd. Rahim, H. Wooi Ping dan J. Selvaraj, "Photovoltaic module modeling using simulink/matlab," at *The 3rd International Conference on Sustainable Future for Human Security*, 2012.

- [12] Vishnu P. S., Alok Singh, Jitendra Sharma, Ashish Raj, "Design and simulation of dependence of manufacturing technology and tilt orientation for 100kWp grid tied solar PV system at Jaipur," 2016.
- [13] Rostyono, Didik,"Pre-Feasibility PT. Perusahaan Gas Negara Stasiun Gas Terbanggi Besar, Lampung," 2018

RIWAYAT HIDUP



Aditya Nugraha, dilahirkan di Jakarta pada tanggal 24 Mei 1996. Anak pertama dari tiga bersaudara. Selama kuliah penulis aktif dalam kegiatan UKM Bola Basket ITS.. Saat ini penulis aktif sebagai salah satu asisten Laboratorium Tegangan Tinggi Departemen Teknik Elektro Fakultas Teknologi Elektro ITS. Pendidikan formal yang telah ditempuh yaitu:

1. TK Aisyah 4
2. SD Cakra Buana
3. SMP Negeri 1 Depok
4. SMA Negeri 1 Depok

Penulis dapat dihubungi pada email: nugra.aditya96@gmail.com.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

LAMPIRAN

Single Line Diagram Sistem Kelistrikan PT. Pertamina EP Tanjung

